



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**MECANISMOS DE INCENTIVO À INSTALAÇÃO
DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
DISTRIBUIDA E A COMERCIALIZAÇÃO NO
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

**Autor: João Ferreira Barreto
Orientador: Fernando Paiva Scardua**

Brasília, DF

2015



JOÃO FERREIRA BARRETO

**MECANISMOS DE INCENTIVO À INSTALAÇÃO DE MICRO E
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA E A COMERCIALIZAÇÃO
NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof.Dr Fernando Paiva Scardua

Co-Orientador: Prof^a. Dr^a Paula Meyer Soares

**Brasília, DF
2015**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação

Barreto, João.

Mecanismos de Incentivo à Micro e Minigeração
Fotovoltaica Distribuída e a Comercialização no Mercado
Livre de Energia / João Ferreira Barreto. Brasília: UnB,
2015. 75 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2015. Orientação: Fernando
Paiva Scardua

1. Microgeração. 2. Mercado Livre de Energia. 3. Energia Solar
Fotovoltaica. Scardua, Fernando Paiva. II. Mecanismos de
Incentivo à Micro e Minigeração Fotovoltaica Distribuída e a
Comercialização no Mercado Livre de Energia.

CDU Classificação



MECANISMOS DE INCENTIVO À INSTALAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA E A COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA

João Ferreira Barreto

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em (data da aprovação dd/mm/aa) apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Dr: Fernando Paiva Scardua, UnB/ FGA
Orientador

Profa. Dra: Paula Meyers Soares, UnB/ FGA
Coorientadora

Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita, UnB/ FGA
Membro Convidado

Brasília, DF
2015

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho não seria possível sem o apoio da minha família, em especial a minha mãe, Márcia, que sempre me ensinou, mesmo sem querer, a importância da maturidade. Meu pai, Jônatas, arquiteto que sempre levou o filho para acompanhar as obras que realizou. Minha irmã Nina, que sempre me ensinou que a vida pode ser imprevisível. Meu irmão Guido, engenheiro que me inspirou a seguir seus passos no ramo de comercialização de energia e sempre ajudou a bancar meus estudos em tempos difíceis. Meu tio Marcelo, que mesmo de longe sempre deu suporte e apoio para o sustento de minha família.

Devo agradecer ao meu professor e orientador Scardua, pleno conhecedor do mercado e que me ajudou em momentos críticos, sempre acreditando em meu trabalho. A professora e coorientadora Paula, que sempre coloca em seus alunos a visão de mercado em meio a um mundo acadêmico.

Não poderia esquecer dos meus colegas de trabalho na Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), que sempre me ajudaram e compreenderam as restrições de um aluno formando em engenharia numa universidade voltada para academia, em especial, ao diretor técnico e amigo, Alexandre Lopes, pelas horas de discussão e aprendizado desde os tempos de estágio, que me ajudaram imensamente para a construção deste trabalho e a minha formação profissional.

Onde estiver, seja lá como for, tenha fé porque até
no lixão nasce flor. Pedro Pereira.

RESUMO

No ano de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL regulamentou o sistema de compensação net metering e a micro e minigeração por meio da Resolução Normativa N° 482 de 2012, a resolução tem como objetivo incentivar a inserção deste sistema de geração. A regulamentação do sistema net metering traz questionamentos sobre seu benefício ao micro e minigerador. Países como Alemanha e Dinamarca também utilizam tal sistema, porém, este não é o mais utilizado ao redor do mundo, sendo este o feed in tariff. A Companhia Energética de Brasília (CEB) tem em sua área de concessão, 333.887 domicílios aptos à instalação de microsistemas fotovoltaicos, entretanto, só conta com 15 instalados em 2015. No Brasil, consumidores que produzem a própria energia podem obter benefícios vendendo-a no ambiente de contratação livre. Neste trabalho é realizada a análise do benefício financeiro do sistema de compensação net metering, do sistema de incentivo feed in tariff e da venda de energia em ambiente de contratação livre, para um microgerador de energia fotovoltaica na área concessão da CEB no período de 12 meses, utilizando a ferramenta System Advisor Model (SAM) para simular a energia gerada. A análise foi amparada em uma revisão bibliográfica dos mecanismos no Brasil e no mundo, além da regulação e regulamentação vigentes. No cenário analisado, o sistema de incentivo Feed in Tariff é o que traz maiores benefícios para o microgerador, acompanhado pela venda de energia no mercado livre e, por último, o net metering.

Abstract

In the year of 2012, the Brazilian Electricity Regulatory Agency – ANEEL regulated the net metering compensation system and the micro and minigeneration by the means of the Normative Resolution n° 482/2012, this resolution aims to promote the insertion of this type of energy in the Brazilian electricity sector. The net metering regulation brings up questions about its benefits. Countries as Germany and Denmark also use this type of system but it's not the most common around the world. The most common it's the feed in tariff system. The energy company of Brasília (CEB) has 333,877 households able to install micro photovoltaic systems, however, only has 15 installed in 2015. In Brazil, consumers that produce the own energy can achieve benefits by selling the energy at the liberalized electricity market. This term paper it's carried out to analyze the financial benefit of the compensation system net metering, the incentive system Feed in Tariff and the sale of energy in free market for a photovoltaic energy microgenerator in the concession area of the CEB in 12 months, using the System Advisor Model to simulate the amount of produced energy. The analysis was supported by a literature review of mechanisms in Brazil and worldwide, as well as regulation in force. In the analyzed scenario, the incentive system Feed in Tariff is what brings the greatest benefits to the microgenerator, accompanied by the sale of electricity on liberalized electricity market and, finally, the net metering.

Lista de equações

Equação 1 - Potência pico	36
Equação 2 - Energia mensal gerada	38
Equação 3 - Custo LCOE	38
Equação 4 - Decaimento da energia produzida	39
Equação 5 - Energia potencial na CEB	44
Equação 6 - Percentual potencial	44
Equação 7 - Montante recebido com FiT	49
Equação 8 - Benefício do FiT	50
Equação 9 - Benefício Net Metering	50
Equação 10 - Benefício com a venda de excedentes	52
Equação 11 - Dinheiro recebido com a venda no ACL	52
Equação 12 - Benefício do produtor independente de energia	53
Equação 13 - Dinheiro recebido com a venda no ACL	53

Lista de figuras

Figura 1- Sistema Interligado Nacional	17
Figura 2 - A linha do tempo dos leilões	22
Figura 3 - Esquematização do SFCR	34
Figura 4 - Processo para acesso à rede de distribuição	35

Lista de gráficos

Gráfico 1 - Volatilidade do PLD	24
Gráfico 2 - Incidência solar no plano do painel	37
Gráfico 3- Geração mensal do sistema com 2 kWp	43
Gráfico 4 - Relação entre consumo e geração	57
Gráfico 5 - Energia acumulada consumida e gerada	58
Gráfico 6 - Balanço de energia elétrica	58
Gráfico 7 - Benefício mensal Net Metering	59
Gráfico 8 - Benefício acumulado Net Metering	60
Gráfico 9 - Benefício mensal FiT	61
Gráfico 10 - Benefício acumulado FiT	62
Gráfico 11 - Benefício mensal venda de excedentes	63
Gráfico 12 - Benefício mensal como produtor independente	64
Gráfico 13 - Benefício APE	65
Gráfico 14 - Análise comparativa dos benefícios	68

Lista de quadros

Quadro 1 - Custos Gerenciáveis e não gerenciáveis	19
Quadro 2 – Subdivisões grupo A	20
Quadro 3 - Subdivisões grupo B	20
Quadro 4 - Sistema de compensação ao redor do mundo	27
Quadro 5 – Parâmetros detalhados do sistema.....	42
Quadro 6 - FiT ao redor do mundo	46
Quadro 7 - Modelo de micro Feed in Tariff.....	48
Quadro 8 - Modelo de mini Feed in Tariff.....	48
Quadro 9 - Parâmetros para cálculo do LCOE.....	48
Quadro 10 - Valor por disponibilidade.....	51
Quadro 11 - Histórico de consumo do estudo de caso	54
Quadro 12 - Características do sistema fotovoltaico.....	54
Quadro 13 - Dados de geração do estudo de caso.....	56
Quadro 14 - Características comparativas	66
Quadro 15- Parâmetros para simulação no SAM.....	74

Lista de tabelas

Tabela 1 - Domicílios aptos por distribuidora.....	41
Tabela 2 - Detalhamento da geração mensal.....	43
Tabela 3- Características técnicas	56
Tabela 4 – Tarifas de fio e energia da CEB	75
Tabela 5 - PLD médio mensal do submercado SE/CO	75

Lista de Abreviaturas

Abraceel	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEI	Comercialização de energia incentivada
CDE	Conta de desenvolvimento energético
CEB	Companhia Energética de Brasília
CMO	Custo marginal de operação
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FHC	Fernando Henrique Cardoso

FiT	Feed in Tariff
GD	Geração distribuída
HSP	Horas de sol pleno
HSPmda	Média diária anual de horas de sol pleno
IEA	International Energy Agency
LCOE	Levelized cost of electricity
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilões de Fontes Alternativas
MCP	Mercado de curto prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida provisória
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequena central hidrelétrica
PLD	Preço de liquidação de diferenças
PNMA	Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima
Pp	Preço pago
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução normativa
SAM	System Advisor Model
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema para faturamento
TCU	Tribunal de Contas da União
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição
TUST	Tarifa de uso do sistema de transmissão
UHE	Usina hidrelétrica

Sumário

Conteúdo

1. INTRODUÇÃO	13
1.2 Metodologia	14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
2.1 Setor Elétrico Brasileiro: anos 1990 até os dias atuais	14
2.2 Geração Distribuída no Brasil.....	17
2.3 A compra de eletricidade pela distribuidora.....	18
2.3.1 A tarifa de energia elétrica.....	19
2.3.2 Como é feita a compra de eletricidade pelas distribuidoras?	20
2.5.2 A venda de energia no mercado livre e a formação de preços no ACL.....	31
2.5.3 Formação de preços no mercado livre de energia.....	32
2.6 A fonte fotovoltaica conectada à rede de distribuição.....	33
3. Características do sistema fotovoltaico: o pré-dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede na área de concessão da CEB.....	35
3.1 Características do consumidor	35
3.1.1 O histórico de consumo	36
3.2 Característica do sistema fotovoltaico conectado a rede.....	36
3.2.1 Custo do sistema fotovoltaico conectado à rede.....	38
3.3 Potência típica de sistemas fotovoltaicos com a REN 482.....	39
4. POTENCIAL DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA ÁREA DE CONCESSÃO DA CEB	40
4.1 Geradores potenciais	40
4.1.1 O montante de energia potencial na área de concessão da CEB.....	42
5. Análise comparativa	45
5.1 Escolha de modelo de contrato FiT.....	45
5.1.1 Cálculo da tarifa prêmio	48
5.1.2 O benefício financeiro com o FiT.....	49
5.2 O benefício financeiro com o <i>Net Metering</i>	50
5.3 O benefício pela venda de energia como autoprodutor em ambiente de contratação livre – ACL.....	51

5.4	O benefício pela venda de energia como produtor independente no ambiente de contratação livre – ACL	52
6.	Estudo de caso	53
7.	Resultados	55
7.1	Resultados do cálculo da tarifa prêmio.....	55
7.2	Resultados do estudo de caso.....	56
7.2.1	Resultado do dimensionamento da potência	56
7.3.2	Resultado do benefício com Net Metering	59
7.3.3	Resultado do benefício com Feed in Tariff.....	60
7.3.4	Resultado do benefício como autoprodutor.....	62
7.3.5	Resultado do benefício como produtor independente.....	64
8.	Análise comparativa	65
8.1	Análise comparativa dos resultados	67

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o caderno temático Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica¹, produzido pela ANEEL em 2014, a geração distribuída traz benefícios como: postergação de investimentos em expansão nos sistemas de transmissão e distribuição, baixos impactos ambientais, redução no carregamento das redes, redução nas perdas e diversificação na matriz energética (ANEEL, 2014).

O marco regulatório para esta categoria de geração está em crescente debate. No ano de 2010 foi realizada pela Aneel a Consulta Pública nº15/2010 e em 2011 a Audiência Pública nº 42/2011 para debater a respeito da conexão da geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição. Logo após a análise das contribuições, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482/2012 que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e implementou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente, também conhecido como *net metering*. Esse sistema permite que o mini ou microgerador forneça à rede de distribuição a eletricidade excedente. Em troca, o gerador tem crédito equivalente na sua próxima conta de energia elétrica. Mas esse sistema é o que traz maiores incentivos para a instalação de micro ou minigeração? No estado de Ontário, Canadá, é utilizado outro sistema de compensação. O excedente é comprado pelas distribuidoras, a um custo mais alto que a tarifa usual de eletricidade. Este sistema de compensação é denominado como *feed in tariff*. Outro modo de obter ganhos com a mini e microgeração distribuída é a comercialização da energia excedente em ambiente comercialização livre, através de contratos de venda de energia. Se a geração distribuída fosse incentivada ao ponto que todos os micro e minigeradores potenciais, de uma região específica, instalem um sistema de microgeração fotovoltaica, qual seria o impacto no montante de eletricidade comprada pela distribuidora local?

1.1 Objetivos

- i. Analisar o sistema de compensação de energia gerada por mini e microgeração distribuída, *net metering*, o mecanismo de incentivo *feed in*

¹<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>

tariff e os contratos de venda de energia em ambiente de comercialização livre, determinar a metodologia de cálculo e analisar o benefício financeiro, ao longo de um ano, de cada um deles a um microgerador de energia solar fotovoltaica conectado na área de concessão da CEB.

1.2 Metodologia

Para alcançar o objetivo deste trabalho, foi feita a análise bibliográfica dos sistemas de compensação e da comercialização em ambiente de contratação livre, visitando suas regras e características, por meio de sites periódicos como *sciencedirect*, análise de notas técnicas e contribuições em audiências públicas da Agência Nacional de Energia Elétrica, sites de reguladores de outros países, como, OFGEM, CEER e OPG, além de estudos do Ministério de Minas e Energia, da Empresa de Pesquisa Energética e da *International Energy Agency*. A análise foi feita entre junho de 2014 e outubro de 2015, utilizando palavras-chave como: microgeração de energia, *liberalized electricity markets*, *Feed in Tariff*, *Net Metering* e ACL. Munido das características e regras, foi realizado um equacionamento do benefício ao micro e minigerador no período de um ano, levando em consideração o seu consumo de eletricidade, a energia produzida e a possibilidade de obter receita pela energia gerada. Para análise dos benefícios, foi feito, como estudo de caso, um projeto de sistema fotovoltaico para um consumidor de baixa tensão na área de concessão da CEB. Para simular a geração de energia deste projeto, foi utilizado o software System Advisor Model – SAM e para simular os benefícios foram aplicados os equacionamentos por meio da ferramenta computacional Excel®, considerando um período de julho de 2014 a junho de 2015.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Setor Elétrico Brasileiro: anos 1990 até os dias atuais

O setor elétrico brasileiro, até os anos 1990, era constituído basicamente por grandes empresas estatais que verticalizaram o setor a partir de 1964, durante este período o setor apresentou elevadas taxas de expansão na oferta de energia elétrica, porém, existia uma má gestão das empresas do setor, que não buscavam eficiência produtiva e eram submetidas a um regime regulatório inadequado. Nos primórdios da

década de 1990, as empresas estatais não eram mais capazes de sustentar os investimentos necessários para o setor, então, o governo buscou mudanças para assegurar tais investimentos (PIRES, 2000).

A partir dos anos 1990, com a estabilização monetária e econômica, o setor elétrico brasileiro passou por mudanças institucionais que visavam melhorar a competitividade das empresas. Durante o Governo de Fernando Henrique Cardoso, foi implementado o mais ambicioso plano de privatização do setor, com a mudança direta de monopólio para a competitividade no varejo (GOLDENBERG, 2003). Para atingir o objetivo de reforma, o governo de Fernando Henrique Cardoso - FHC, por meio da Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que é a agência reguladora do setor, e determinou que o uso das águas para a produção de energia elétrica deve ser concedido por meio de concorrência ou leilão. Além da ANEEL, no governo de FHC também foi criado o Operador Nacional do Sistema – ONS.

Já no ano de 2004, durante o governo de Luiz Inácio Lula da Silva, fora instituído o modelo que rege o setor até os dias de hoje. Este modelo tem uma base constituída por três pilares, quais sejam: garantir a segurança do suprimento, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social por meio da universalização da energia elétrica. Para isso, foi criada, por meio da Lei nº 10.847 de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que tem finalidade em subsidiar o planejamento do setor energético, e programas, como o Luz para Todos, que tem a finalidade de promover a universalização da eletricidade. No mesmo ano, o governo Lula criou a Câmara de Compensação de Energia Elétrica – CCEE, que tem como objetivo, viabilizar as atividades de comercialização, tanto no mercado regulado, quanto no mercado livre.

O novo modelo instituiu dois ambientes de comercialização de energia elétrica. No ambiente de contratação regulado – ACR, onde os contratos de compra e venda de energia elétrica são exclusivos entre as distribuidoras, geradoras e eventualmente comercializadores, e só podem ser celebrados por meio de leilões de energia elétrica, os preços e prazos de suprimento são regulados. No mercado livre de energia ou ambiente de contratação livre - ACL, os contratos são celebrados entre consumidores livres, geradores, importadores, comercializadores e exportadores. Neste mercado, a compra e a venda de energia são negociadas livremente entre os agentes.

Em 2013, segundo o Balanço Nacional Energético 2014, as hidrelétricas foram responsáveis por mais de 70% de toda a geração elétrica no país. Sendo a principal fonte elétrica, a hidroeletricidade é base do fornecimento de energia elétrica no Brasil, porém, a geração hidrelétrica, em geral, está afastada dos centros de carga, como pode ser visto na figura 1, o que torna necessário o extenso sistema de transmissão do Brasil.

O SIN é composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição que garantem a disponibilidade de energia elétrica na maior parte da extensão territorial brasileira.

De acordo com o Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima do ano de 2015 (PNMA,2015), o sistema elétrico brasileiro apresenta uma característica de baixa emissão de carbono devida alta participação das usinas hidrelétricas, entretanto, a variação nos parâmetros climáticos pode trazer uma maior ou menor pressão sobre a disponibilidade de recursos hídricos.

Buscando diversificar a matriz elétrica e diminuir a emissão de carbono, a presidente Dilma, em discurso realizado na ONU no dia 28 de setembro de 2015, referindo-se a COP 21 que será realizada em dezembro em Paris, afirmou que o Brasil terá metas para atingir 23% de participação de fontes complementares (eólica, solar e biomassa) na matriz elétrica até o ano de 2030. ²

² Discurso realizado no ONU em setembro de 2015 e disponível em : <http://blog.planalto.gov.br/assunto/cop-21/>

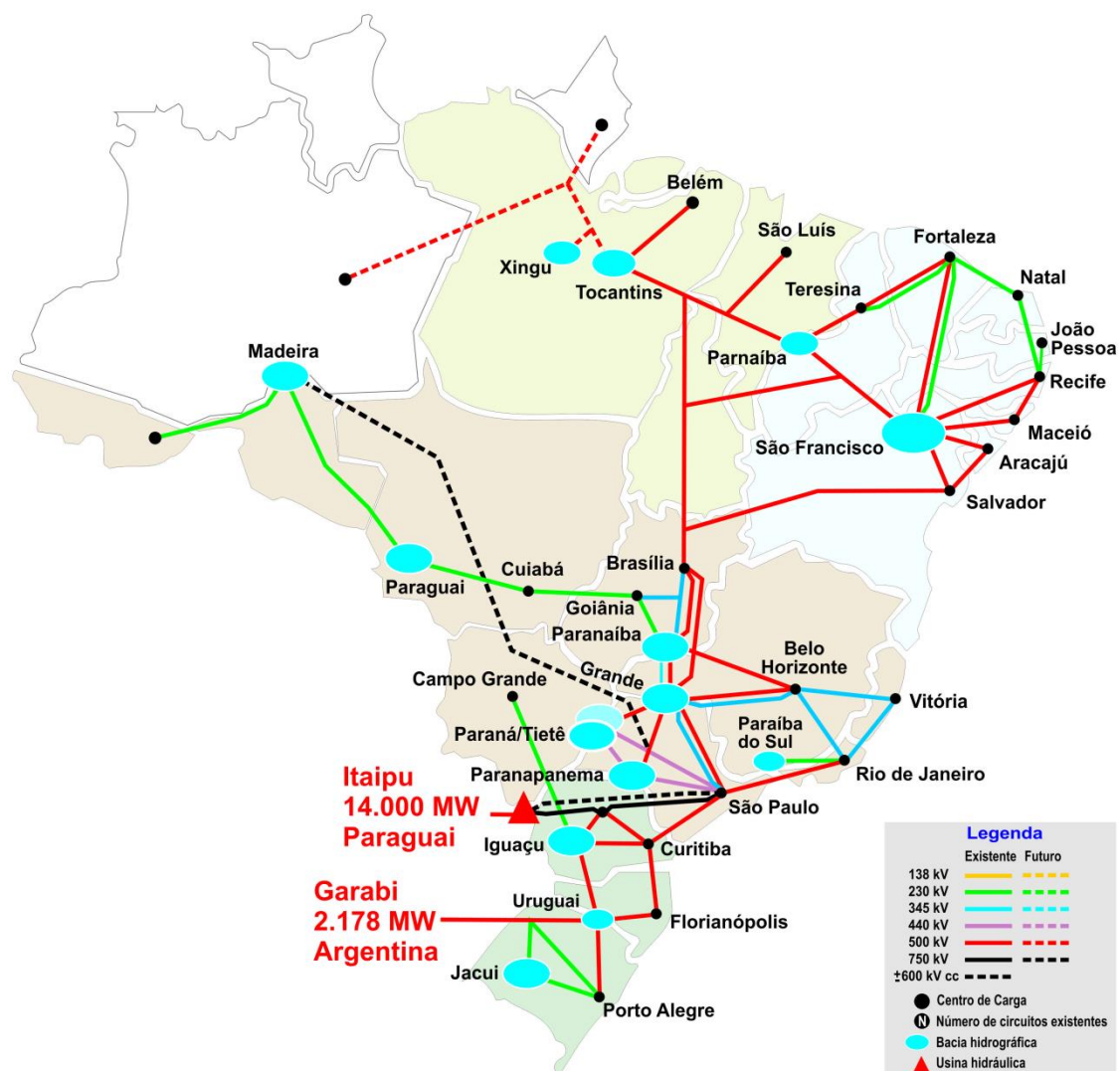


Figura 1- Sistema Interligado Nacional

Fonte: ONS, 2014

2.2 Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, considera-se geração distribuída, de acordo com o Decreto N° 5.163 de 2004, a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquele proveniente de empreendimento:

- Hidrelétrico com capacidade superior a 30MW; e
- Termelétrico, inclusive cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento.

A geração distribuída pode ser conceituada como aquela localizada próxima aos centros de carga e não despachada pelo ONS (Lenzi & Silva, 2012). Lenzi & Silva (2012) apontam desvantagens associadas ao aumento da quantidade de geradores distribuídos. Dentre elas, o aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional e a necessidade de alteração de procedimentos de distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes. Mas afirmam que a geração distribuída poderá proporcionar a redução de perdas, o aumento de geração elétrica com baixo impacto ambiental, redução no carregamento das redes, entre outros.

2.3 A compra de eletricidade pela distribuidora

Embora todas as distribuidoras tenham suas tarifas calculadas pela Aneel, utilizando a mesma metodologia de cálculo, os preços pagos pelos consumidores finais no mercado cativo ainda têm uma grande variação para cada área de concessão. Isto porque existe diferença entre níveis de perdas, inadimplência, investimentos em ativos fixos por consumidor, custos operacionais, proporção de subsídios cruzados na área de concessão e mix de compra de energia elétrica de cada concessionária (CASTRO, 2012).

As distribuidoras de eletricidade no Brasil são reguladas por incentivos de preço teto, o preço teto tem como base a eficiência econômica seletiva. Para atingir a eficiência econômica, a concessionária deve ter equilíbrio econômico financeiro mantido no decorrer do tempo. As variações de custos que as concessionárias de distribuição não têm controle devem ser repassadas aos consumidores finais por meio de tarifas e as variações de custos que as concessionárias têm controle, devem apenas ser atualizadas por índice que reflita a inflação monetária (EL HAGE, 2011). A compra de energia elétrica está na parcela de custos não gerenciáveis, junto com os custos dos encargos setoriais e o pagamento dos serviços de transmissão de energia a longa distância.

Quadro 1 - Custos Gerenciáveis e não gerenciáveis

Custos gerenciáveis – Fio B	Custos não gerenciáveis – Fio A
<ul style="list-style-type: none"> • Custos operacionais • Remuneração do investimento • Cota de depreciação 	<ul style="list-style-type: none"> • Compra de energia • Transmissão de energia • Encargos Setoriais

Fonte: Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica disponível em http://www.aneel.gov.br/biblioteca/perguntas_e_respostas.pdf, acesso em 29 de set de 2014.

2.3.1 A tarifa de energia elétrica

O uso de energia elétrica é pago pelos consumidores às concessionárias distribuidoras de energia elétrica. A quantidade de energia elétrica, estabelecida em quillowat-hora (kWh) é multiplicada pela tarifa, medida em reais por quillowat-hora (R\$/kWh) para se encontrar o valor correspondente em reais para o consumo de 1 quillowat-hora (kWh). A aplicação da tarifa se difere quanto classes e subclasses, quais sejam: residencial, industrial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio. A estrutura tarifária é dividida em níveis de tensão de fornecimento e por classe e subclasses, para dois grandes grupos de consumidores, grupo A e grupo B (ANEEL, 2005).

Conceitos básicos da estrutura tarifária

A tarifa de energia é estruturada para atender dois grandes grupos, o nível de tensão dos consumidores é o fator que determinará em qual grupo o mesmo será alocado. Os consumidores atendidos em alta tensão são alocados no grupo A, estes consumidores são atendidos por faixa de tensão entre 2,3 e 230 kV. Já consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV são alocados no grupo B e são atendidos por classes e subclasses.

Quadro 2 – Subdivisões grupo A

Grupo A	
Subgrupo	Nível de tensão
A1	230 kV ou mais
A2	88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 a 44 kV
A4	2,3 a 25 kV
AS	para sistema subterrâneo

Fonte: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf> , acesso em 09 de set, 2014

Quadro 3 - Subdivisões grupo B

Grupo B		
Subgrupo	Classe	Subclasse
B1	Residencial	Baixa renda
B2	Rural	Agropecuária, indústria rural, entre outros
B3	Outras classes	Industrial, comercial poder público, consumo próprio, entre outros
B4	Iluminação pública	-

Fonte: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf> , acesso em 09 de set, 2014

2.3.2 Como é feita a compra de eletricidade pelas distribuidoras?

Desde a implementação da Lei nº 10.848, de 2004, as concessionárias de distribuição devem comprar 100% da demanda de carga de seus consumidores. A compra deve ser feita como descrito no Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

De acordo com o Art.13 do Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004:

No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

a) geração distribuída;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

d) cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012; e [Incluído pelo Decreto nº 7.805, de 2012](#)

e) Angra I e II. [Incluído pelo Decreto nº 7.805, de 2012](#)

Portanto, geração distribuída, contratos com Itaipu, cotas de energia e de potência, contratos com Angra I e II e Leilões, são as opções de compra de energia das distribuidoras.

Existem sete modelos de leilões de compra de eletricidade no ambiente de comercialização regulado (ACR), divididos em horizontes de contratação e leilões especiais. São quatro leilões com horizontes de contratação distintos: A-5, A-3, A-1 e leilão de ajuste. A seguir são apresentadas as características de cada um, de acordo com o MME.

Leilão A – 1: para este leilão, é feito um processo licitatório para contratar energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e é realizado com um ano de antecedência do início do suprimento.

Leilão A – 3: este leilão ocorre mediante processo licitatório para contratar energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração nova. O leilão é realizado com três anos de antecedência do início do suprimento. Foi criado para viabilizar empreendimentos de médio prazo de maturação.

Leilão A – 5: leilão que ocorre por meio de processo licitatório para contratar energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração nova. O leilão é realizado com cinco anos de antecedência do início do suprimento, ele foi criado para viabilizar grandes empreendimentos de geração de eletricidade, como por exemplo, hidrelétricas.

Leilão de Ajuste: este leilão é feito para ajustar a carga de eletricidade necessária para o atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% do mercado.

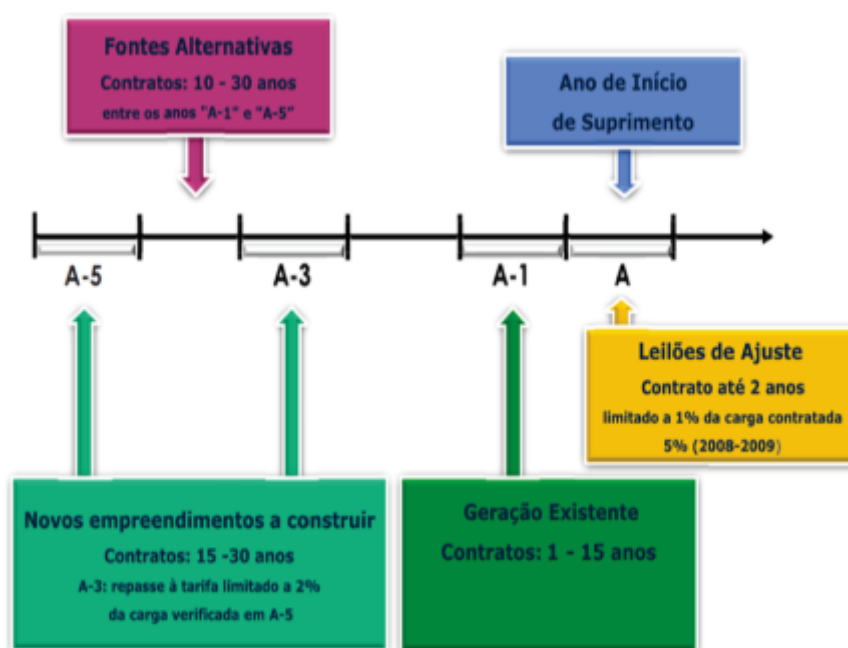


Figura 2 - A linha do tempo dos leilões

Fonte: http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html

Existem três tipos de leilões especiais de energia, que serão descritos a seguir. Leilão de projeto estruturante: são leilões que tem como objetivo, comprar energia proveniente de projetos de interesse público e de caráter estratégico. Tais empreendimentos devem assegurar a modicidade tarifária e otimizar a confiabilidade do Sistema Elétrico. A partir do leilão de projeto estruturante, foram leiloados os seguintes projetos: UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte.

Leilão de Fontes Alternativas – LFA: são leilões criados para incentivar a diversificação da matriz elétrica brasileira, introduzindo e ampliando fontes renováveis e a participação da energia eólica e da bioeletricidade.

Leilão de Energia de Reserva – LER: tem como objetivo contratar energia para elevar a segurança no fornecimento de eletricidade ao SIN. A energia será contratada a partir de usinas especialmente dedicadas a este fim.

É importante ressaltar que a compra de energia elétrica proveniente de geração distribuída não pode exceder dez por cento da carga da distribuidora e a contratação deve ser mediante chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição.

2.3.3 O cenário atual das distribuidoras

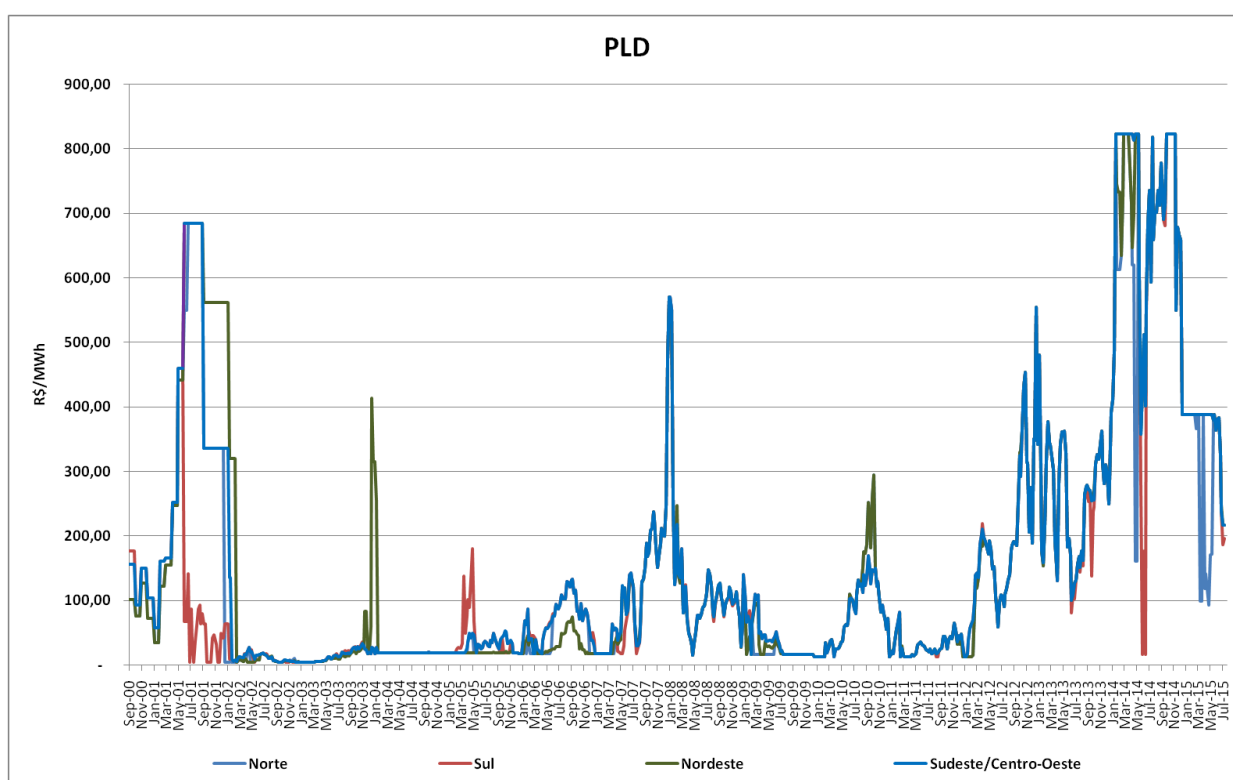
O ano de 2014 trouxe um cenário desafiador em termos econômico-financeiros para as distribuidoras de eletricidade, de acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE. As distribuidoras apresentaram um desequilíbrio econômico-financeiro, por conta do aumento do despacho de usinas termelétricas, que consequentemente aumentam o custo da eletricidade, e do custo da compra de energia descontratada no 12º leilão de energia existente do ano de 2013. Tal compra foi decorrente do fracasso anterior no 11º leilão de energia existente, que não obteve nenhuma negociação³ e no cancelamento do 16º leilão de ajuste. Por tanto, a energia que as distribuidoras deveriam ter contrato para cobrir as suas respectivas demandas, não foi contratada, acarretando em uma exposição involuntária das distribuidoras. A exposição involuntária significa que parte do consumo de eletricidade das distribuidoras não está lastreado por contratos, ou seja, está descontratada, tal energia descontratada será liquidada no mercado de curto prazo – MCP ao preço de liquidação de diferenças – PLD. Além disso, o agente está sujeito a eventuais penalidades como o desligamento perante CCEE e multas financeiras, caso seja descumprida a obrigatoriedade de lastro contratual para o consumo de energia elétrica.

O valor do PLD é baseado no Custo Marginal de Operação – CMO. O CMO é obtido a partir de algoritmos utilizados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e seu valor representa o custo de produção de um MWh adicional para o sistema elétrico. Para calcular o valor do CMO, o ONS utiliza programas computacionais que tem como base de entrada: previsões de vazões, disponibilidade das termelétricas e previsão de carga do sistema. Como dados de saída, os programas disponibilizam as instruções de

³ O resultado dos leilões está disponível em http://ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=axfa5kjg3_4&_afLoop=579866428100922. Acesso em 30 de setembro de 14.

despacho das usinas, considerando todas as usinas necessárias para atender a carga ao menor custo. A partir do custo das usinas despachadas para atender a carga do sistema, é calculado o CMO. O CMO é calculado semanalmente para cada submercado e para cada patamar de carga e varia de acordo com os dados de entrada, portanto, ocorre o mesmo com o PLD. O gráfico a seguir, mostra a volatilidade do PLD (Gráfico 1).

Gráfico 1 - Volatilidade do PLD



Fonte: elaboração Abraceel a partir de dados da CCEE. 2015

O PLD é limitado por preço mínimo e máximo, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica –ANEEL. Até a última semana operativa de 2014, o valor mínimo do PLD era de R\$ 15,62 por MWh e o máximo de R\$ 822,83 por MWh. Para o ano de 2015, o valor mínimo do PLD é de R\$ 30,26 por MWh e o máximo é de R\$ 388,48 por MWh.

Outra parcela da exposição involuntária é proveniente das cotas de energia, garantidas pela Medida Provisória nº 579/12 que foi convertida na lei nº 12.783/13.

A MP nº 579/12 teve como objetivo, repassar aos consumidores cativos, os benefícios da amortização dos investimentos em geração e transmissão com concessão válida entre o ano de 2015 e 2017 e a redução de encargos setoriais. De acordo com a contribuição elaborada pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL, para a Audiência Pública: "Os impactos da MP 579/2012: a utilização da CDE e a perda de sustentabilidade do setor elétrico brasileiro", realizada pelo Tribunal de Contas da União – TCU, a MP 579 não foi bem recebida pelo mercado, e alguns geradores não aceitaram a proposta e decidiram permanecer com suas usinas até o término do período de concessão, assim, o montante total de energia prevista para ser alocado às cotas não foi alcançado e as distribuidoras passariam a estar expostas ao mercado de curto prazo - MCP a partir de 2013. Mesmo com o montante de energia abaixo do esperado, o governo cancelou o Leilão de energia existente A-1 de 2012, que seria o dispositivo legal para contratar a energia existente das usinas que não concordaram em alocar sua energia no regime de cotas, e diminuir a diferença do montante a ser liquidado no mercado de curto prazo ao preço de liquidação de diferenças.

De acordo com o relatório do TCU, apresentado na auditoria operacional a respeito do impacto da Medida Provisória Nº 579/2012 – convertida na Lei Nº 12.783/2013 – na conta de desenvolvimento energético - CDE e no sistema elétrico brasileiro. Nos cenários atuais, com reservatórios a níveis baixos e baixa afluência de chuvas, o preço de liquidação de diferenças está em patamares elevados e em diversas semanas alcançou o seu valor máximo⁴, portanto, a energia descontratada das distribuidoras é liquidada a preços altos, o que aumenta a conta a ser paga pela energia consumida. Tal conta deve ser paga por meio do reajuste da tarifa de eletricidade. Como o impacto é extraordinário, imediato e involuntário, as concessionárias têm o direito em pedir reajuste extraordinário da tarifa, entretanto, o governo programou medidas para que isso não ocorra. De acordo com o Ministério de Minas e Energia – MME, por meio

⁴ O PLD atingiu o valor máximo nas semanas entre os dias 01 de fevereiro e 14 de março, nos submercados sudeste/centro-oeste e sul. E em todos os submercados entre os dias 15 de março e quatro de abril. Dados CCEE.

do documento, Medidas divulgadas pelo Governo Federal para o fortalecimento do setor elétrico nacional, as medidas tomadas foram:

- A criação da Conta Centralizadora ou Conta – ACR. Conta administrada pela CCEE com o objetivo de preservar a volatilidade tarifária, além do alívio do fluxo de caixa das distribuidoras.
- Aporte financeiro adicional do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) no valor de R\$ 4 bilhões.
- Realização de Leilão de Energia Existente do Ano “A”, com entrega de suprimento no ano de 2014, com realização em abril e início de suprimento a partir de 1º de maio do mesmo ano.

O montante de dinheiro que compõe a Conta – ACR foi obtido por empréstimos de bancos privados e também por bancos públicos. Os empréstimos da Conta-ACR chegam a R\$ 23 bilhões⁵, segundo o presidente da empresa de pesquisa energética – EPE, Maurício Tolmasquim.

Por tanto, as distribuidoras estão em desequilíbrio econômico financeiro causado pela parcela não gerenciável de gastos, a compra de eletricidade. Isto mostra a importância de um planejamento acertado, pois, caso as distribuidoras possuíssem meios alternativos para a aquisição de energia, como a micro e minigeração fotovoltaica distribuída, e esses meios fossem expressivos em termos de geração de energia, a conta a ser paga pela a exposição involuntária poderia diminuir.

2.4 Mecanismos de incentivo e compensação

Ao redor do mundo, existem alguns mecanismos de incentivo e compensação para que ocorra o aumento da instalação de geração distribuída por fontes renováveis. Mecanismos de incentivo para a implementação de geração renovável distribuída são uma forma para aumentar a inovação em novas fontes renováveis de geração de energia, tecnologias de armazenamento de energia em larga escala, veículos elétricos e *smartgrids* (JACOBS; SOVACOO; MENDONÇA, 2010). A nota técnica de número 25 do ano de 2011, elaborada pela ANEEL, apresenta um os principais mecanismos de incentivo e os países onde estes mecanismos foram implementados, como pode ser visto no quadro abaixo (quadro quatro).

⁵ Afirmou Maurício Tolmasquim, em entrevista ao Canal Energia no dia 29 de Agosto de 2014.

Quadro 4 - Sistema de compensação ao redor do mundo

País	Feed-in tariff	Quota	Net Metering	Certificados de energia renovável	Investimento público/financiamentos	Leilões públicos de energia
Alemanha	X		X		X	
Austrália	X	X		X	X	
Brasil					X	X
Canada	Alguns Estados	Alguns Estados	X		X	X
China	X	X			X	X
Dinamarca	X		X	X	X	X
Espanha	X	X	X			
Estado Unidos	Alguns estados	Alguns Estados	Alguns Estados	Alguns Estados	Alguns Estados	Alguns Estados
Itália	X	X	X	X	X	
Japão	X	X	X	X	X	
Portugal	X				X	X
Reino Unido	X	X		X	X	

Fonte: NT ANEEL 25/2011,

É importante ressaltar que na data que esta nota técnica foi disponibilizada, não havia sido implementada a REN 482, que é do ano de 2012, portanto, o sistema de compensação *net metering* ainda não era utilizado no Brasil. O sistema de quotas estipula um montante de energia que deve ser comprado compulsoriamente pelas distribuidoras de eletricidade.

O sistema *Feed in Tariff* é utilizado em todos os países analisados pela ANEEL, com exceção do Brasil. O *Net Metering* e a comercialização de excedentes no mercado livre de energia, já são regulamentados no Brasil. Para este trabalho, serão analisados o sistema de incentivo *feed in tariff*, o sistema de compensação *net metering* e a comercialização de excedentes por meio do mercado livre de energia.

2.4.1 Feed in Tariff para mini e microgeração

Além da economia por não consumir energia elétrica da rede, mas sim a energia gerada por meio de autoprodução, no sistema de incentivo para geração distribuída (GD), *Feed in Tariff* (FiT), as distribuidoras são, na maioria das vezes, obrigadas a comprar toda a energia gerada por um autoprodutor, por um determinado período de tempo (YAMAMOTO, 2012), trazendo ganhos financeiros reais para os geradores. Tais ganhos são justificados, pois, a redução de demanda de eletricidade por uma entidade privada traz benefícios econômicos para toda sociedade, tais benefícios são: melhoria na confiabilidade da rede elétrica, diminuição em investimentos para energia de reserva, adiamento do reforço da rede e diminuição do risco de apagões. O FiT traz estabilidade de longo prazo para o investidor de fontes renováveis, que hoje não tem preços competitivos as fontes fósseis convencionais (BERTOLDI; REZESSY; OIKONOMOU, 2013).

O custeio do FiT pode ser feito por meio do aumento da tarifa de energia elétrica ou pela cobrança de impostos, sendo a primeira opção a mais utilizada. Quando da primeira opção, é comum que exista um limite para o repasse do custeio às tarifas, caso tal limite não seja estipulado, o papel do regulador é de extrema importância para manter o balanço entre a tarifa do FiT e o decaimento dos custos da implementação de sistemas fotovoltaicos ao longo dos anos (IEA, 2013).

O FiT tem promovido uma grande capacidade de expansão de energias renováveis, além da busca de eficiência energética na geração, isso porque o modelo de pagamento – por energia gerada (kWh) – incentiva que o gerador instale uma planta de geração eficiente (ROWLANDS, 2005).

2.4.2 Net metering

O net metering é o sistema de compensação que, simplificada, permite que o autoprodutor de energia elétrica receba créditos na sua fatura mensal, baseado na quantidade de energia que o mesmo injetou na rede. (TREND, 2012)

No Brasil, a resolução normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012, publicada pela ANEEL, tem como objetivo reduzir as barreiras da conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição, desde que tais centrais sejam provenientes de fontes renováveis ou de cogeração de alta eficiência. A resolução foi complementada com a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no

Sistema Elétrico Nacional – PRODIST onde são estabelecidos os procedimentos para que mini e microgeradores de energia tenham acesso ao sistema de distribuição.

De acordo com a REN N°482/2012, a microgeração distribuída deve ser proveniente de uma geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, biomassa, eólica ou cogeração qualificada. Já a minigeração distribuída, deve ser uma geradora, com as mesmas fontes, porém com potência instalada superior a 100kW e menor ou igual a 1MW.

O sistema de compensação de energia elétrica utilizado no Brasil, normatizado pela REN N°482/2012, é o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012). Os créditos têm duração de até 36 meses.

Mesmo que a residência gere toda a energia consumida, ainda deverá pagar para a distribuidora, o custo de disponibilidade. O custo de disponibilidade é o valor em reais equivalente a 30 kWh para consumidores monofásicos, 50 kWh para consumidores bifásicos e 100 kWh para consumidores trifásicos.

2.5 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EM AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

Diferente do ambiente de contratação regulado – ACR, no ambiente de contratação livre, a compra e venda de energia elétrica é negociada livremente entre compradores e vendedores. Os compradores têm o direito em escolher seus fornecedores e de negociar preços e contratos livremente, com regulação da ANEEL.

2.5.1 O Mercado Livre de Energia

Em 7 de julho de 1995, a Lei de número 9.074 possibilitou aos consumidores, com carga maior ou igual a 10 MW e atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, a opção por contratar seu fornecimento de energia elétrica, total ou parcialmente, diretamente com produtor independente de energia elétrica. Após três anos, em 1998, a Lei Nº 9.648 altera a Lei de 9.074 de 1995, disciplinando a transição do mercado cativo para o mercado livre e criando o agente comercializador de energia elétrica. Seis anos depois, a Lei 10.848 de 2004 cria o ambiente de contratação livre ou o mercado livre de energia.

O mercado livre de energia é formado por agentes que compram e vendem eletricidade em ambiente de contratação livre – ACL, a preços negociados livremente. Os contratos são feitos de maneira bilateral, e podem ser provenientes de energia incentivada ou convencional. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por meio do CliqCCEE.

Atualmente, existem duas categorias de consumidores que podem comprar a sua eletricidade no ACL, quais sejam: Consumidor Livre e Consumidor Especial. O consumidor livre é aquele com carga igual ou superior a 3MW e tensão acima ou igual a 69kV até julho de 1995 e qualquer tensão após. Já os consumidores especiais são aqueles com carga igual ou superior a 500kW e qualquer nível de tensão, porém, os consumidores especiais devem comprar energia proveniente de fontes incentivadas. As energias incentivadas são: geradoras eólicas, termelétricas a biomassa e usinas de fonte solar, além de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) com potência instalada máxima de 30 MW. Os contratos de compra proveniente destas fontes, chamado de Contrato de Comercialização de Energia Incentivada – CCEI, recebem desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST e/ou na tarifa de uso do sistema distribuição – TUSD.

Assim como as distribuidoras, os agentes do mercado livre devem estar 100% contratados, caso contrário, o montante faltante de energia consumida será liquidado no mercado de curto prazo – MCP ao PLD e o agente estará sujeito a penalidades, porém, agentes do mercado livre, ao contrário das distribuidoras, podem firmar contratos de curta duração para suprir a energia consumida não contratada e assim não se expor ao PLD no MCP e a possíveis penalidades.

O mercado livre representa cerca de 25% do consumo de energia elétrica no Brasil. No ambiente de contratação livre, 60% dos contratos tem duração acima de 2 anos e 42,7% tem duração acima de 4 anos⁶.

2.5.2 A venda de energia no mercado livre e a formação de preços no ACL

De acordo com a lei nº 9.427 de 1996, Art. 26º, parágrafo 5º, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts).

Os geradores fotovoltaicos que possuem central geradora com capacidade reduzida, definidas pela Resolução Normativa nº 676 de 2015 como central fotovoltaica com potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW, são dispensadas de permissão ou autorização, devendo apenas realizar registro na Aneel. A resolução também assegura às centrais geradoras fotovoltaicas com capacidade reduzida, a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão.

Os micro e minigeradores que optarem por comercializar a energia no ambiente de contratação livre poderão decidir pela venda total da energia, como produtor independente de energia, ou da venda de seus excedentes, como autoprodutor de energia elétrica.

O Art. 2º, inciso II, do decreto nº 2003 de 1996, caracteriza o autoprodutor de energia elétrica como a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, entretanto, em 2004, o decreto nº 5.163, permite que o autoprodutor comercialize seus excedentes com anuência da Aneel.

Decreto nº 5.163 de 2004

⁶ Disponível em www.ccee.org.br. Acesso em 28 de Ago. 2014.

§ 3º Dependerá de autorização da ANEEL a comercialização, eventual e temporária, pelo agente autoprodutor, de seus excedentes de energia elétrica.

O produtor independente de energia é definido, de acordo com o Art. 2º, inciso I, do decreto nº 2003 de 1996, como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Logo, os autoprodutores tem possibilidade de comercializar seus excedentes e os produtores independentes toda a energia gerada. Tal comercialização pode acontecer em ambiente de contratação livre (ACL) por meio de contratos de bilaterais de curto prazo. Os contratos bilaterais de curto prazo são negociados livremente entre os compradores e vendedores de energia elétrica. Os compradores são consumidores livres, consumidores especiais e comercializadores. Os vendedores são geradores de serviço público, autoprodutores, produtores independentes e comercializadores.

Os preços da energia elétrica de um contrato em ACL, assim como os prazos, são livremente negociados e, como estratégia de negociação, são sigilosos.

Para vender energia no ambiente de contratação livre, o gerador precisa adequar o seu sistema de medição as normas estabelecidas pelo módulo 12 dos procedimentos de rede, que caracterizam o sistema de medição para faturamento (SMF). De acordo com a Nota Técnica nº 159 da Aneel, publicada em 12 de dezembro de 2013, a adequação do SFM tem o custo de aproximadamente R\$ 17.332 para unidades conectadas em sistema de tensão inferior a 69kV.

2.5.3 Formação de preços no mercado livre de energia

Mayo (2012) aborda que a formação de preço da energia elétrica segue a Lei de Oferta e Demanda, onde o preço da commodity em um mercado competitivo deve-se a determinada escassez a um determinado nível de demanda, contudo, afirma Mayo, não existe uma relação determinística entre a demanda e o preço de eletricidade, uma vez que existe uma série de incertezas na formação de preço. Entretanto, Gerusa (2009) afirma que, diferente dos mercados de energia elétrica ao redor do mundo, onde o preço

resulta do equilíbrio da Lei de Oferta e Demanda, no Brasil, os preços de eletricidade estão vinculados ao custo marginal de operação, determinado não por expectativas de agentes de mercado, mas sim de forma matemática a partir de programas computacionais. Os modelos computacionais utilizados para determinação do preço no Brasil são o Newave e o Decomp. O Newave é um modelo para planejamento no médio prazo com o objetivo de determinar a estratégia de geração que minimiza o valor do custo de operação para todo período do planejamento. Como resultado, o Newave fornece as funções de custo futuro, que apresenta o impacto da utilização da água armazenada em reservatórios. O Decomp é um modelo para curto prazo e representa o mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade de vazões do restante do período por meio de um cenário de vazões e o parque gerador individualizado. O objetivo do Decomp é determinar o despacho das usinas hidrelétricas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado um conjunto de informações advindas do Newave. Do Decomp são determinados os custos marginais de operação.

Como visto anteriormente, o CMO é base de cálculo para o PLD, sendo este um parâmetro que pode ser vinculado para precificar a energia em um contrato no ambiente de contratação livre. Tonelli (2006) afirma que grande quantidade de CCEALs são fechados com referência ao PLD, sendo este um critério de risco a ser observado, visto sua alta volatilidade.

2.6 A fonte fotovoltaica conectada à rede de distribuição

A energia gerada por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) pode ser diretamente consumida pela carga, ou poderá ser injetada à rede de distribuição para que outros consumidores, conectados à ela, possam consumir. O SFCR deve operar obrigatoriamente em corrente alternada e na mesma tensão da rede local (PINHO; GALDINO, 2014). Um SFCR é constituído, de forma simplificada, por um bloco gerador e um bloco de condicionamento de potência. O bloco gerador é a fonte de energia elétrica do SFCR, nele são encontrados os arranjos de células fotovoltaicas e os cabeamentos necessários. No bloco de condicionamento de potência pode ser encontrado o inversor e outros dispositivos de segurança, supervisão e controle (PINHO; GALDINO, 2014). O inversor de um SFCR é o componente responsável por

garantir a operação do sistema na mesma frequência de corrente alternada e na mesma tensão da rede local.

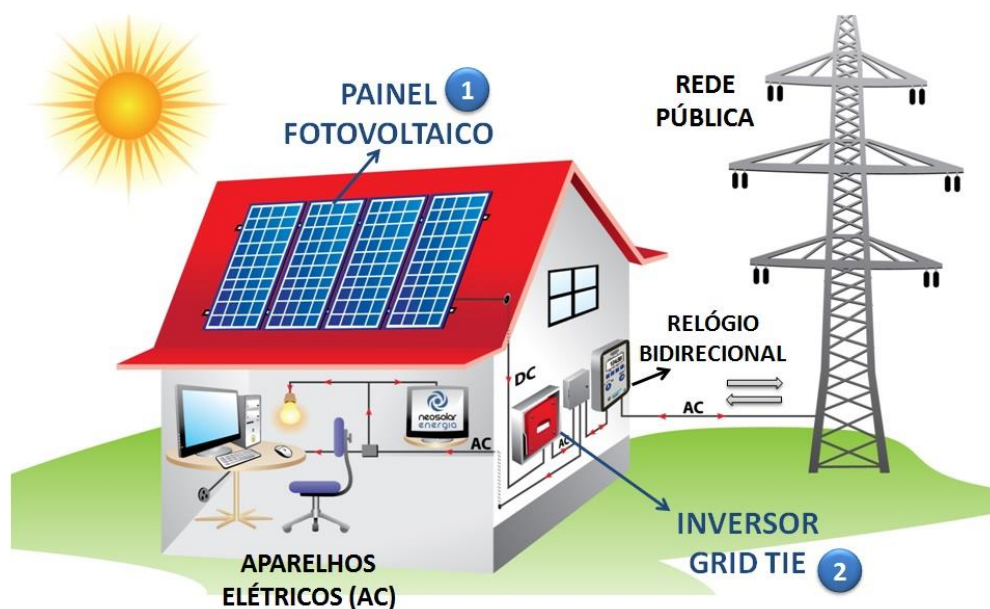


Figura 3 - Esquematização do SFCR

Fonte: disponível em <<http://www.neosolar.com.br/images/saiba-mais/energia-solar-fotovoltaica-grid-tie.jpg>> Acesso em 28 de out.2014

Para medir, tanto a energia consumida pela residência quanto a energia que a residência fornece à rede, é utilizada medição bidirecional. Em instalações conectadas em baixa tensão, pode-se utilizar dois medidores unidirecionais, um para medir a geração e outro para medir o consumo de energia.

De acordo com o PRODIST, no item 2.5.2 do módulo 3, seção 3.7, é de responsabilidade da distribuidora a realização de estudos para integração de micro e minigeração distribuída e o micro e minigerador não deverá ter qualquer ônus. A figura a seguir (Figura 3) demonstra como é feito o processo, junto à distribuidora, para que o mini ou microgerador tenha acesso à rede.



Figura 4 - Processo para acesso à rede de distribuição

Fonte: Caderno Temático micro e minigeração. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf> . Acesso em 28 de out.2014

3. Características do sistema fotovoltaico: o pré-dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede na área de concessão da CEB

3.1 Características do consumidor

A demanda de energia elétrica é essencial para determinar a potência do sistema fotovoltaico a ser instalado, isso porque, caso seja instalado um sistema que tenha potência abaixo da carga, o consumidor irá consumir maior percentual de energia da rede de distribuição. É importante ressaltar que o consumo varia de acordo com os meses do ano e, por tanto, sua demanda por energia elétrica não é constante por todo o período de 12 meses (OLIVEIRA; SILVEIRA; BRAGA, 2000).

A EPE indica que a faixa de consumo de energia elétrica, de potenciais geradores de energia elétrica por meio de sistema fotovoltaico, é de 500 kWh/mês (EPE, 2012). Porém, uma faixa de consumo que não varia ao longo dos meses, não é representativa para este trabalho, uma vez que a sazonalidade do consumo de

eletricidade é de suma importância para o pré-dimensionamento do sistema. Konzen (2014) aborda que o consumo de eletricidade não é um parâmetro eficaz para determinar os potenciais geradores de energia elétrica, uma vez que a renda e o espaço físico são os delimitadores principais para a aquisição do sistema fotovoltaico.

3.1.1 O histórico de consumo

O histórico de consumo de uma residência é capaz de retratar a sazonalidade com que o domicílio utiliza a energia elétrica, isto porque, ao longo dos meses, fatores climáticos podem mudar o consumo de energia elétrica residencial (OLIVEIRA; SILVEIRA; BRAGA, 2000), portanto, é importante que seja utilizado o histórico de consumo da residência, e baseado em seus valores, pré-dimensionar o sistema fotovoltaico.

3.2 Característica do sistema fotovoltaico conectado a rede

A potência necessária para atender 100% da carga de um consumidor, por meio de um sistema fotovoltaico, pode ser obtida por meio da seguinte equação:

Equação 1 - Potência pico

$$Pp = \frac{\frac{E}{TD}}{HSPmda}$$

Pp (Wp) = potência pico

$E(\frac{Wh}{dia})$ = Consumo médio diário anual

TD = Taxa de desempenho

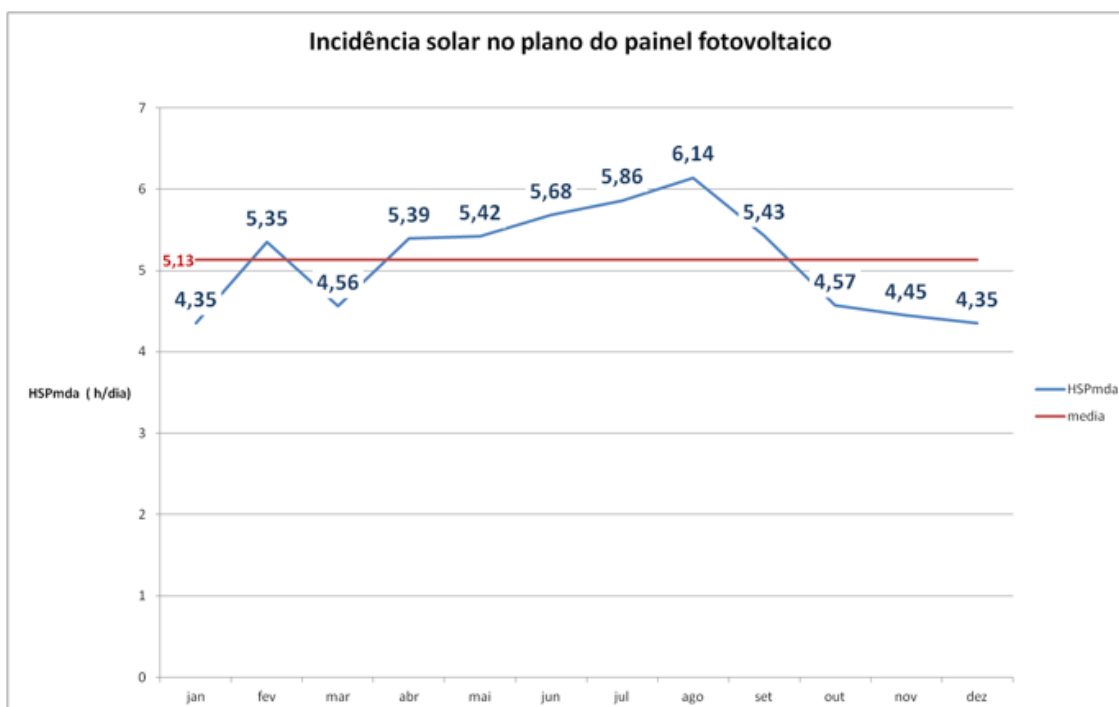
$HSPmda$ (h/dia) = Média diária anual das horas de sol pleno incidentes no plano do painel fotovoltaico.

A taxa de desempenho é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o máximo desempenho teórico. Tal taxa de desempenho avalia as relações reais de desempenho do sistema, como: sombreamento, sujeira, perdas por queda de tensão, eficiência do inversor, carregamento do inversor, dentre outros aspectos. O relatório da IEA, *Cost and performance trends in grid-connected photovoltaic systems and case studies*, estudou mais de 500 sistemas fotovoltaicos e encontrou uma taxa de

desempenho entre 70 e 75%. A taxa de desempenho no Brasil, em residências bem ventiladas e não sombreadas, está entre 70 e 80% (PINHO; GALDINO, 2014).

As horas de sol pleno (HSP) expressam o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia. As HSP indicam o número de horas por dia que a radiação solar, teoricamente, deveria permanecer igual a 1kW/m^2 (PINHO; GALDINO, 2014). A inclinação dos painéis fotovoltaicos deve ser igual à latitude que se encontra Brasília e direcionados para o norte, já que esta é a orientação que maximiza a produção fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014). A média diária anual das horas de sol pleno (HSP) incidentes no plano do painel fotovoltaico, na cidade de Brasília, foi obtida através do sundata⁷ e é de 5,13 horas diárias de sol pleno. O gráfico (gráfico 2) a seguir demonstra a sazonalidade da média diária anual das horas de sol pleno incidentes no plano do painel.

Gráfico 2 - Incidência solar no plano do painel



Fonte: Sundatadisponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata>. Acesso em 23 de set. 2014

⁷Sundata é um software que acessa um banco de dados com as características irradiação solar. Esta disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata>. Acesso em 23 de set. 2014

A energia mensal gerada pelo sistema fotovoltaico (E_g) pode ser descrita como mostra a equação seguinte (Eq 2) :

Equação 2 - Energia mensal gerada

$$E_g = P_p \times TD \times HSP \times D_m$$

E_g – Energia gerada no mês.

TD – Taxa de desempenho.

D_m – quantidade de dias no mês.

HSP – horas de sol pleno ao longo de um dia no plano do painel.

P_p – Potência pico dos painéis.

A energia mensal gerada (E_g) também pode ser obtida por meio do software System Advisor Model – SAM. No modo básico do SAM, o PVWatts System Model, que assume características típicas de painéis e inversores, são exigidos como dados de entrada: localização dos painéis fotovoltaicos, taxa de desempenho do sistema (TD), inclinação dos painéis, orientação dos painéis e a potência pico dos painéis.

3.2.1 Custo do sistema fotovoltaico conectado à rede

Após o pré – dimensionamento do sistema fotovoltaico é possível encontrar o custo da geração da energia fotovoltaica ou, do termo em inglês, *levelized cost of electricity* - LCOE. Cabello & Pompermayer (2013) utilizam como parâmetros para o levantamento do custo da geração fotovoltaica, os preços de mercado dos painéis fotovoltaicos, do inversor, os custos de operação e manutenção, além da taxa de desconto, da vida útil das placas fotovoltaicas e da energia gerada pelo sistema.

Equação 3 - Custo LCOE

$$Custo\left(\frac{R\$}{kWh}\right) = \frac{\sum_{i=0}^u [(Inv_i + O\&M_i) \times (1+taxa)^{\frac{1}{T}}]}{\sum_{i=0}^u [Eg_i \times (1+taxa)^{\frac{1}{T}}]}$$

Inv – Investimento a cada ano *i*

O&M_i – Custo com operação e manutenção a cada ano *i*

taxa – Taxa de desconto a ser utilizada

Ega_i – Energia gerada a cada ano *i*

u – ano final da vida útil

A *Ega_i* – Energia gerada a cada ano *i*, irá mudar ao decorrer dos anos por conta da taxa de degradação do sistema fotovoltaico. Num estudo elaborado pelo National Renewable Energy Laboratory – NREL, Jordan & Kurtz (2012) analisaram a taxa de decaimento de painéis fotovoltaicos e encontraram um valor médio de decaimento de 0,8% ao ano. Portanto, a energia gerada será dada como mostra a equação a seguir (Eq. 4).

Equação 4 - Decaimento da energia produzida

$$Ega_i = Ega_0 \times (1 - 0,8)^i$$

A energia gerada no ano zero é considerada a energia total gerada ao longo de um ano, sem qualquer decaimento no sistema fotovoltaico.

No Brasil, segundo o estudo PV GRID PARITYMONITOR Residential Sector realizado pela Eclareon Energy Experts (ECLAREON, 2015) em fevereiro de 2015, a taxa de desconto no Brasil é valorada em 8,4% a.a. De acordo com o relatório O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica em 2013, realizado em novembro de 2014 pelo instituto Ideal (INSTITUTO IDEAL, 2014), o custo inicial de um sistema fotovoltaico com potência instalada abaixo de 5kWp é, em média, de R\$ 8,69 por Wp instalado, com potência entre 5 e 30kWp de R\$ 6,97 por Wp, entre 30 e 100Wp de R\$ 6,69 por Wp e maiores do que 100 kWp de R\$ 6,39 por Wp. O custo anual com operação e manutenção, como aborda a EPE (EPE, 2012), é de 1% do custo inicial do sistema fotovoltaico.

3.3 Potência típica de sistemas fotovoltaicos com a REN 482

Após a implementação da REN 482, a ANEEL já registrou, até o presente momento (27/07/2015), em seu Banco de Informações de Geração – BIG o total de 20,05MW de potência instalada de micro e minigeradores fotovoltaicos que se

beneficiam do sistema de compensação *net metering*. São ao todo 514 empreendimentos ao redor de todo território nacional. Dentre os 514 empreendimentos, 54% tem capacidade instalada abaixo de 4kWp e entre estes 54% a média de potência instalada é de 2,30 kWp.

4. POTENCIAL DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA ÁREA DE CONCESSÃO DA CEB

O potencial de micro e minigeração fotovoltaica será definido como o total de energia gerada, ao longo de um ano, pelos geradores potenciais da área de concessão da distribuidora CEB. Supondo que instalem um sistema fotovoltaico com a potência de 2kWp, potência próxima a potência típica dos sistemas microssistemas fotovoltaicos após a implementação da REN 482.

4.1 Geradores potenciais

Para conhecer o potencial da micro e minigeração fotovoltaica na área de concessão da CEB, é preciso estabelecer quem são os geradores potenciais, ou seja, aqueles que têm possibilidades de gerar eletricidade a partir de micro ou mini sistemas fotovoltaicos. Para caracterizar o gerador potencial, será utilizada a metodologia proposta por Konzen. (2014).

Metodologia Konzen para geradores potenciais

- i) **Renda:** como o sistema fotovoltaico tem um alto custo inicial, Konzen (2014), estipula que, a princípio, somente domicílios com elevada renda tem potencial para adquirir um sistema fotovoltaico e tal renda é estipulada como maior ou igual a cinco salários mínimos ou R\$ 3.620,00, para o ano de 2014. Este sendo apenas o rendimento mensal do responsável pelo domicílio.
- ii) **Característica física do domicílio:** é sabido que nem todos os domicílios são aptos à instalação de sistemas fotovoltaicos, mesmo que tenham renda para tal. Como característica física dos domicílios, são consideradas apenas casas como geradores potenciais. Não são considerados os apartamentos, pois, apresentam dificuldades técnicas e contratuais de instalação.
- iii) **Ocupação do domicílio:** como a aquisição e a instalação de um sistema fotovoltaico é um investimento de longo prazo, e que o sistema não será

transferido entre residências, não é atrativa a instalação de tal sistema em domicílios que não sejam próprios. Por tanto, só são considerados os domicílios próprios.

- iv) Fator adicional de aptidão:** limitantes à instalação do sistema fotovoltaico foram considerados para eleger os geradores potenciais, são eles: sombras, chaminés, caixas d'água, antenas e aquecedores solares. O fator adicional de aptidão é de 85%, ou seja, 15% dos geradores potenciais (definidos pelos critérios i ao iii) não serão aptos a micro e minigeração fotovoltaica.

Após o levantamento dos dados e a aplicação dos critérios supracitados, são considerados aptos 38,89% dos domicílios da área de concessão da CEB. A tabela a seguir (tabela 1) apresenta o percentual de domicílios aptos por distribuidora.

Tabela 1 - Domicílios aptos por distribuidora

Distribuidora	Domicílios aptos	Distribuidora	Domicílios aptos	Distribuidora	Domicílios aptos
AES-SUL	59,79%	CHESP	58,45%	ELEKTRO	55,49%
AMPLA	57,76%	CNEE	54,64%	ELETROACRE	66,67%
AmE	63,94%	COCEL	67,36%	ELETROCAR	61,64%
BANDEIRANTE	53,45%	COELBA	62,78%	ELETROP PAULO	43,45%
Boa Vista	56,26%	COELCE	57,79%	ELFSM	47,29%
CAIUÁ-D	54,28%	COOPER ALIANÇA	63,29%	EMG	53,58%
CEA	65,16%	COPEL-DIS	54,85%	ENERSUL	53,18%
CEAL	58,22%	COSERN	59,61%	EPB	59,18%
CEB-DIS	38,89%	CPFL Jaguarí	49,83%	ESCELSA	51,47%
CEEE-D	51,77%	CPFL Leste Paulista	49,49%	ESSE	59,12%
CELESC-DIS	57,86%	CPFL Mococa	54,01%	HIDROPAN	59,53%
CELG-D	50,94%	CPFL Santa Cruz	53,11%	IENERGIA	58,99%
CELPA	64,78%	CPFL Sul Paulista	53,15%	LIGHT	47,67%
CELPE	57,61%	CPFL-Paulista	53,03%	MUXENERGIA	58,21%
CELTINS	57,37%	CPFL-Piratiníngua	48,89%	RGE	60,31%
CEMAR	69,15%	DEMEI	59,73%	SULGIPE	66,79%
CEMAT	54,68%	DMED	45,34%	UHENPAL	68,33%
CEMIG-D	55,29%	EBO	59,78%		
CEPISA	67,70%	EDEVP	56,30%		
CERON	57,53%	EEB	56,31%		
CERR	62,12%	EFLJC	68,82%		
CFLO	61,70%	EFLUL	69,80%		

Fonte: Konzen (2014).

A CEB tem em sua área de concessão, 855.945⁸ consumidores residenciais, como 38,89% dos domicílios estão aptos à micro e minigeração fotovoltaica, são 332.877 domicílios com potencial para micro e minigeração fotovoltaica.

4.1.1 O montante de energia potencial na área de concessão da CEB

Após a determinação do número de domicílios aptos à micro e minigeração fotovoltaica na área de concessão da CEB, é possível calcular, por meio do *software* SAM – System Advisor Model, qual é a geração de energia potencial dos painéis fotovoltaicos, com potência típica (2kWp), instalados nos domicílios aptos.

Para tal simulação, foi utilizado o modo PVWatts System Model do SAM, que assume características típicas de painéis e inversores. O PVWatts exige como dados de entrada: localização dos painéis fotovoltaicos, taxa de desempenho do sistema (TD), inclinação dos painéis e orientação dos painéis. A TD será de 70%. A inclinação dos painéis fotovoltaicos será igual à latitude que se encontra Brasília e direcionado para o norte, já que está é a orientação que maximiza a produção fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014). O quadro a seguir (Quadro 5), detalha os parâmetros do sistema fotovoltaico.

Quadro 5 – Parâmetros detalhados do sistema

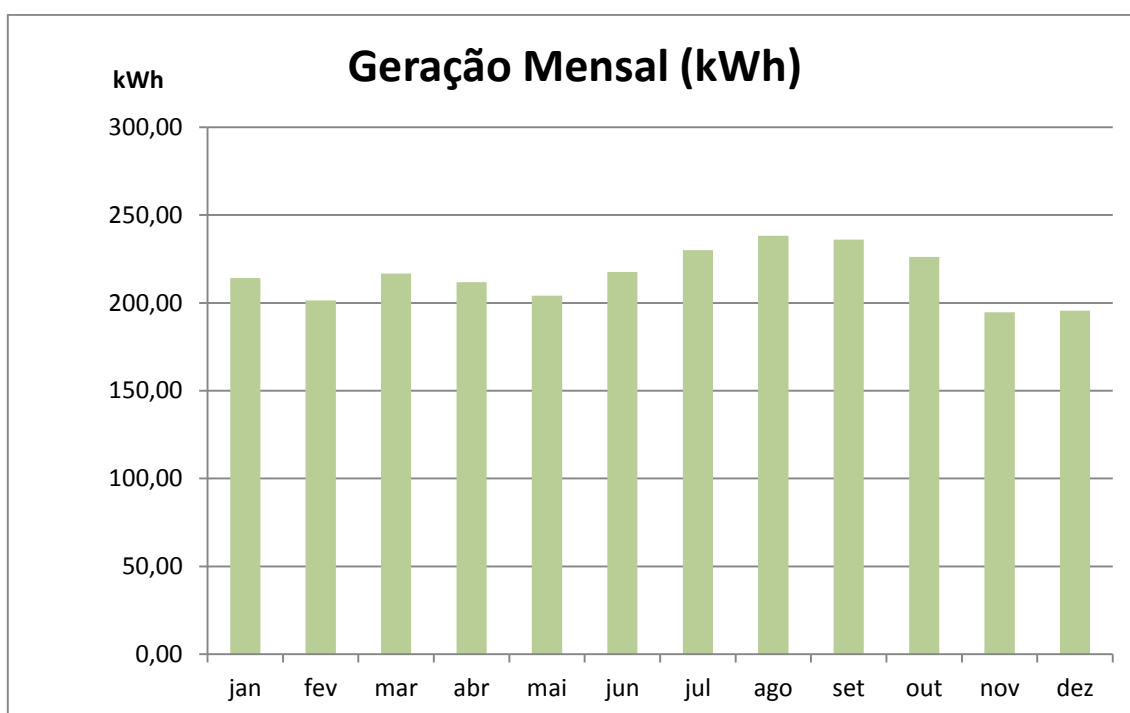
Característica	Unidade	Valores
Inclinação	Graus	Latitude
Orientação	Graus	0
Potência	kWp	2
Taxa de desempenho	Porcentagem	70
Modo de acompanhamento do sol	Fixo, 1-eixo, 2-eixos	Fixo

Fonte: própria

Após a entrada dos dados, descritos no Quadro 5, no SAM, a geração de energia mensal é retornada pelo software. A sazonalidade da geração mensal pode ser vista no Gráfico 3 e detalhadamente na Tabela 2.

⁸ De acordo com o relatório da administração de 2014 da CEB, disponível em <http://www.ceb.com.br/index.php/component/phocadownload/category/1-grupo-ceb?download=753:relatorio-de-administracao-2014>. Acesso em 19 de out. 2015.

Gráfico 3- Geração mensal do sistema com 2 kWp



Fonte: Própria

Tabela 2 - Detalhamento da geração mensal

Mês	Geração Mensal (kWh)
jan	214,22
fev	201,31
mar	216,66
abr	211,77
mai	204,08
jun	217,68
jul	229,99
ago	238,16
set	236,00
out	226,22
nov	194,70
dez	195,57

Fonte: Própria

Portanto, a geração anual de energia (E_a), de um sistema fotovoltaico com potência instalada de 2kWp, na cidade de Brasília é de 2.586,37 kWh. A energia

potencial proveniente de microgeração fotovoltaica na área de concessão da CEB pode ser descrita como:

Equação 5 - Energia potencial na CEB

$$Ep = Ea \times Dp$$

- Ea = geração anual de energia de um sistema fotovoltaico com 2kWp de potência.
- Dp = número total de domicílios aptos a micro e minigeração fotovoltaica na área de concessão da CEB.
- Ep = energia total no período de um ano.

Da Eq.5 temos que a energia potencial de microgeradores fotovoltaicos de energia elétrica, na área de concessão da CEB, é de aproximadamente 860,943 GWh/ano. Os consumidores da CEB, no ano de 2013, consumiram o total de 6.163 GWh⁹.

O percentual da demanda da CEB, que a energia solar fotovoltaica tem o potencial para suprir, pode ser vista na Eq 6.

Equação 6 - Percentual potencial

$$Percentual\ potencial = \frac{Ep}{Energia\ total\ consumida} \times 100$$

- Energia total consumida = a energia total consumida no ano de 2013.

⁹ De acordo com o relatório da administração de 2013 da CEB, disponível em <<http://www.ceb.com.br/index.php/component/phocadownload/category/1-grupo-ceb?download=616:relatorio-da-administracao-2014>> . Acesso em 30 de jul. 2015

Da equação 3, o percentual que a microgeração, potencialmente, representa no total de energia consumida na área de concessão da CEB, é de 13,97%. Isto significa que, o potencial de microgeração fotovoltaica na área de concessão da CEB representa aproximadamente 14% do total de energia consumida pelos usuários da concessionária.

Com um potencial de geração que se aproxima a 14% da carga consumida pela concessionária, a micro e minigeração fotovoltaica torna-se uma fonte de energia expressiva, por tanto, é preciso determinar, por qual meio, o potencial gerador terá maior benefício com a instalação do sistema fotovoltaico, seja com o sistema de incentivo FiT, seja com o sistema de compensação *Net Metering* ou pela venda de energia no mercado livre.

5. Análise comparativa

Após análise bibliográfica, já é possível realizar o equacionamento preliminar do benefício financeiro do FiT, *Net Metering* e comercialização de excedentes em ambiente de contratação livre. Cabe destacar que o sistema fotovoltaico será o mesmo para todos os meios, portanto, a energia gerada no período de um ano será a mesma. O fator que conduz a análise é o benefício monetário do gerador ao final de um ano, sendo receita positiva a venda de eletricidade e receita negativa o gasto com a fatura de eletricidade.

5.1 Escolha de modelo de contrato FiT

Para elaborar a análise comparativa entre os sistemas de compensação, é necessário estabelecer um modelo de contrato para o FiT.

Como característica do FiT, é comum que contratos variem em sua duração, máxima capacidade instalada, fontes habilitadas. A tabela a seguir apresenta a variação entre os contratos de FiT dos 5 países líderes em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, segundo o relatório Trends 2013 in photovoltaic applications, elaborado pela IEA (ano).

Quadro 6 - FiT ao redor do mundo

	Japão	Itália	Alemanha	China	USA
Duração	10 a 20 anos	15 a 25 anos	20 anos	Não encontrado	Tabela a parte
Fontes habilitadas	Geotérmica Hidreletricidade Fotovoltaica Energia eólica Biogás Biomassa	Geotérmica Hidreletricidade Fotovoltaica Energia eólica Biogás Biomassa	Biogás Hidreletricidade Fotovoltaica Energia eólica Biomassa	Não encontrado	Tabela a parte
Capacidade máxima	3MW*	1MW	Indeterminado**		

Fonte: METI;RES Legal Europe.2012

Quadro 6 - Continuação

	USA				
	Califórnia	Hawái	Flórida	Indiana	New York
Duração	10 a 20 anos	20 anos	20 anos	15 anos	20 anos
Fontes habilitadas	Biogás Hidroeletricidade Fotovoltaica Energia eólica Biomassa Entre outros*	Energia Helio térmica Fotovoltaica Energia eólica Hidroeletricidade	Fotovoltaica	Fotovoltaica Energia eólica Biomassa	Fotovoltaica
Capacidade máxima	3MW	5MW	10 kW	15MW	20MW

Fonte: EIA.2012

O nível de importância da inserção do FiT, depende diretamente do potencial e dos custos da energia renovável do local onde será aplicado (SIJM, 2002).

Porém, Mendonça *et al* (2010) expõe em seu livro Powering the Green Economy: The Feed in Tariff Handbook, as características principais de um modelo FiT, dentre elas, a definição das tecnologias elegíveis, plantas elegíveis, o método de cálculo da tarifa, a duração do benefício e a obrigatoriedade de compra, que serão descritos abaixo.

No que se trata de **tecnologias elegíveis**, sugere-se que exista diversidade entre as fontes renováveis, priorizar duas ou três fontes, pode trazer malefícios ao FiT, além disso, é oportuno que existam fontes intermitentes e fontes com alta despachabilidade.

Quanto às **plantas elegíveis**, os autores do livro destacam a importância dos limites de capacidade instalada, eles enfatizam que as plantas de grande porte têm, em geral, preços mais competitivos e que não precisam de maiores incentivos.

O **método de cálculo da tarifa**, de acordo com Mendonça *et al* (2010), é o ponto crítico de qualquer regulador para a implementação do FiT. Neste cálculo deve-se levar em consideração o equilíbrio entre a capacidade em beneficiar as tecnologias renováveis e um possível excesso deste benefício. A tarifa pode ser calculada de acordo com as tecnologias, dando ao gerador, um prêmio um pouco maior que o custo da geração, esta, de acordo com Mendonça *et al* (2010), é a metodologia mais acertada para o cálculo da tarifa.

A **duração do benefício** varia de acordo com os objetivos do regulador, a tabela 5 mostra que em países líderes em capacidade instalada de energia solar, a duração varia entre 10 a 20 anos, Mendonça *et al* (2010) afirmam que uma duração de 20 anos é utilizada em muitos países e que uma duração maior pode causar estagnação no desenvolvimento de novas tecnologias.

A **obrigatoriedade de compra** é um dos pontos principais para assegurar o retorno do investimento. É importante que a concessionária de distribuição em que o gerador está alocado compre toda a energia gerada, esta importância é diretamente proporcional à intermitência da fonte.

O método de cálculo da tarifa leva em consideração o custo da geração da energia, em seu relatório “Trends 2014 in photovoltaic applications”, a Agência Internacional de Energia (IEA), apresenta que o custo de geração é menor para empreendimentos com maior capacidade instalada, por tanto, é importante que o prêmio varie de acordo com a capacidade instalada, assim como acontece em países como Canadá e Reino Unido¹⁰.

Com base nas características expostas acima, é, para este trabalho, proposto um modelo de FiT, descrito nos quadros abaixo.

¹⁰ Na cidade de Ontário, no Canadá, o prêmio do FiT varia de acordo com a capacidade instalada. Disponível em : <http://fit.powerauthority.on.ca/>. Último acesso em: 09 de março de 2015.
No Reino Unido, a variação do prêmio também ocorre com a capacidade instalada e pode ser visto em : <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/92754/fitpvtablefor1april2015-amended.pdf>. Último acesso em: 09 de março de 2015.

Quadro 7 - Modelo de micro Feed in Tariff

microFiT	
Característica	Definições
Tecnologias elegíveis	As mesmas da REN 482
Plantas elegíveis	Até 100kW
Método de Cálculo da tarifa	Tarifa prêmio que garanta remuneração
Duração do benefício	20 anos
Obrigatoriedade de compra	100% da energia gerada

Fonte: Elaboração própria

Quadro 8 - Modelo de mini Feed in Tariff

miniFiT	
Característica	Definições
Tecnologias elegíveis	As mesmas da REN 482
Plantas elegíveis	Entre 100kW e 1000kW
Método de Cálculo da tarifa	Tarifa prêmio que garanta remuneração
Duração do benefício	20 anos
Obrigatoriedade de compra	100% da energia gerada

Fonte: Elaboração própria

5.1.1 Cálculo da tarifa prêmio

Para calcular a tarifa prêmio do *Feed in Tariff* para a CEB em R\$/kWh, serão utilizados os seguintes parâmetros:

- Calcular o LCOE para o microgerador potencial na área de concessão da CEB (2kWp) a partir dos parâmetros descritos em 3.2.1
- Aplicar a tarifa com valor 5% acima do LCOE

O quadro a seguir apresenta, resumidamente, os parâmetros utilizados para realizar o cálculo do LCOE:

Quadro 9 - Parâmetros para cálculo do LCOE

Parâmetros LCOE	
Período de análise	25 anos
Potência	2 kWp
Custo inicial	R\$ 8,69 por Wp
O&M	1% do custo inicial
Taxa de atratividade	8,4% a.a

Fonte: NREL, Eclareon, Instituto Ideal

5.1.2 O benefício financeiro com o FiT

Para analisar qual o benefício financeiro pode ser concedido ao gerador, pelo modelo de FiT, será analisada a geração fotovoltaica mensal e o consumo mensal de energia ao longo de um ano. O modelo de contrato de FiT definido para ser analisado neste trabalho estabelece que o gerador recebe uma determinada quantidade de dinheiro para cada kWh gerado, portanto, o montante de dinheiro que o gerador irá receber com a venda de energia elétrica para a distribuidora pode ser expressa pela Eq 7 :

Equação 7 - Montante recebido com FiT

$$G_{fit} = E_g \times P_p$$

- L é o montante de dinheiro, em R\$, que o gerador irá receber ao mês;
- E_g é a quantidade de energia gerada no mês (kWh);
- P_p é o preço pago pela energia gerada (R\$/kWh);

O preço pago pela energia gerada (P_p), no contrato FiT de Ontário é 3,7 vezes maior que o preço pago pela energia consumida¹¹. Utilizar a mesma abordagem, pagar 3,7 vezes mais pela energia gerada que a energia consumida para valorar o P_p em um modelo FiT no Brasil, seria uma avaliação imprecisa para precificar a energia paga ao consumidor, isso porque, como citado no capítulo 5.2, a importância da inserção de FiT depende da matriz elétrica da região onde o sistema será implementado e do preço da geração de eletricidade neste local. Mesmo que as matrizes elétricas de Ontário e Brasil apresentem similaridades, determinar o preço da energia paga (P_p) no FiT ao gerador no Brasil, necessita de uma abordagem complexa sobre o preço da energia e de sua matriz elétrica. Uma abordagem mais simples para determinar o P_p , de acordo com Mendonça *et al* (2010), é a de pagar ao gerador, o custo da geração solar fotovoltaica adicionado a um pequeno valor como prêmio, ou seja, garantir a remuneração. O custo da geração solar fotovoltaica foi descrito no item 3.2.1 deste trabalho e a remuneração está descrita no item 5.1.1.

¹¹ Como pode ser visto no site: <http://microfit.powerauthority.on.ca/>. Último acesso em: 31.07.15.

O benefício (*Bfit*) da inserção do FiT será a diferença entre o montante o montante pago fatura de energia ao longo de um ano com FiT (*Pfit*) e o montante de dinheiro recebido pela venda de energia elétrica (*Gfit*), como descrito na equação 8.

Equação 8 - Benefício do FiT

$$Bfit = Gfit - Pfit$$

Bfit – benefício em R\$ pela instalação de um sistema fotovoltaico com FiT ao longo de um ano.

Pfit – valor em R\$, pago à distribuidora, pelo consumo de energia com sistema fotovoltaico com compensação FiT ao longo de um ano.

Gfit – receita, em R\$, recebida pelo gerador pela energia vendida à concessionária ao longo de um ano a um preço *Pp*.

É importante ressaltar que o mecanismo de incentivo Feed in Tariff não existe no Brasil, assim, a equação dos benefícios é uma estimativa com base nas premissas adotadas. A regulamentação deste mecanismo pode trazer variação na receita do consumidor e, portanto, maior variação financeira nas concessionárias de distribuição.

5.2 O benefício financeiro com o *Net Metering*

Como visto no capítulo 2.4.2, no modelo net metering não há receita para o gerador de energia elétrica, ou seja, não existe a possibilidade do micro ou minigerador vender a energia. O net metering provê apenas a economia na fatura de eletricidade. O benefício gerado pelo net metering será a diferença entre o que seria pago na fatura de energia elétrica sem o sistema fotovoltaico e o que foi pago, pela fatura de energia, com a implementação do sistema fotovoltaico com net metering, no período de um ano.

Equação 9 - Benefício Net Metering

$$B = Pssfv - Pnet$$

- *B* é o benefício em R\$ pela instalação de um sistema fotovoltaico com net metering ao longo de um ano.

- P_{ssfv} é o valor em R\$, que seria pago à distribuidora, pelo consumo de energia sem sistema fotovoltaico ao longo de um ano.
- P_{net} é o valor em R\$, pago à distribuidora, pelo consumo de energia com sistema fotovoltaico com compensação net metering, ao longo de um ano.

Cabe ressaltar que, como disposto anteriormente, mesmo que a residência gere toda a energia consumida, ainda deverá pagar para a distribuidora, o custo de disponibilidade. O custo de disponibilidade é o valor em reais equivalente a 30 kWh para consumidores monofásicos, 50 kWh para consumidores bifásicos e 100 kWh para consumidores trifásicos, logo, varia de concessionária para concessionária. Para a CEB, que tem tarifa para consumidores residenciais nível B1 vigente, em julho de 2015, de R\$/kWh 0,36867, o quadro abaixo apresenta o custo de disponibilidade por tipo de conexão.

Quadro 10 - Valor por disponibilidade

Conexão	Valor por disponibilidade(R\$/kWh)
Trifásica	36,867
Bifásica	18,433
Monofásica	11,060

Fonte: Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/ANEXO_CEB_reh20151858.pdf. Acesso em 30 de jul 2015.

5.3 O benefício pela venda de energia como autprodutor em ambiente de contratação livre – ACL

A venda de energia elétrica no mercado livre, feita como autprodutor de energia, possibilita que o gerador negocie os excedentes produzidos. O preço desta energia é livremente negociado e pode variar de acordo com as necessidades das partes. O benefício obtido pelo autprodutor de energia fotovoltaica (B_{ape}), que é a venda dos excedentes no ACL, será a diferença entre o que seria pago na fatura de energia elétrica sem o sistema fotovoltaico (P_{ssfv}), ao longo de um ano, e o que foi pago, pela fatura de energia com a implementação do sistema fotovoltaico (P_{ape}), ao longo de um ano, somado ao montante de dinheiro recebido pela venda de energia elétrica excedente no ACL (G_{ape}) ao longo de um ano. A equação que descreve o benefício está disposta abaixo (Eq 10).

Equação 10 - Benefício com a venda de excedentes

$$Bape = Pssfv - Pape + Gape$$

O valor médio mensal do PLD pode ser considerado como preço da energia excedente vendida pelo autoprodutor, pois, como abordado no capítulo 2.5.3, este é um método comum para os agentes do mercado livre, uma vez que expostos ao MCP devem pagar a energia exposta ao preço de liquidações das diferenças – PLD e estarão sujeitos a penalidades. Das premissas, pode-se equacionar o montante de dinheiro recebido, a cada mês, pela venda de energia elétrica excedente no ACL (*Gape*) como segue:

Equação 11 - Dinheiro recebido com a venda no ACL

$$Gape_{mês} = (Eg - Ec) \times PLD_{médio}$$

Gauto_{mês} – Montante em reais recebido a cada mês

Eg – Energia gerada por mês pelo sistema fotovoltaico

Ec – Energia consumida da rede

PLD_{médio} – PLD médio do mês

O consumidor só irá pagar pela energia que não foi suprida pela microgeração fotovoltaica, ou seja, a energia que ele consumiu da rede. Também devem ser considerados os custos por disponibilidade caso não seja consumida energia da rede em determinado mês.

5.4 O benefício pela venda de energia como produtor independente no ambiente de contratação livre – ACL

A venda de energia elétrica no mercado livre, feita como produtor independente de energia possibilita que o gerador negocie toda ou parte da energia gerada. O preço desta energia é livremente negociado e pode variar de acordo com as necessidades das partes. O benefício obtido pelo produtor independente de energia fotovoltaica (*Bpie*) será o valor pago pela fatura de energia (*Ppie*), ao longo de um ano, somado ao

montante de dinheiro recebido pela venda de energia elétrica no ACL (G_{pie}) ao longo de um ano. A equação que descreve o benefício está disposta abaixo (Eq 10).

Equação 12 - Benefício do produtor independente de energia

$$B_{pie} = G_{pie} - P_{pie}$$

O valor médio mensal do PLD pode ser considerado como preço da energia vendida pelo produtor independente, pois, como abordado no capítulo 2.5.3 e aplicado ao autoprodutor, este é um método comum para os agentes do mercado livre. Das premissas, pode-se equacionar o montante de dinheiro recebido, a cada mês, pela venda de toda energia elétrica no ACL (G_{pie}) como segue:

Equação 13 - Dinheiro recebido com a venda no ACL

$$G_{pie_{mês}} = (E_g) \times PLD_{médio}$$

$G_{pie_{mês}}$ – Montante em reais recebido a cada mês pela

E_g – Energia gerada por mês pelo sistema fotovoltaico

$PLD_{médio}$ – PLD médio do mês

Como produtor independente, toda a energia gerada será vendida no ambiente de contratação livre, portanto, não será considerada para o próprio consumo, o que acarreta na manutenção dos preços pagos na fatura de energia elétrica.

6. Estudo de caso

Para analisar os benefícios, ao longo de um ano, do mecanismo de incentivo, do mecanismo de compensação e da comercialização em ambiente de contratação livre – ACL é realizado um estudo de caso para um consumidor de baixa tensão conectado à área de concessão da CEB. Neste estudo de caso foi dimensionado, nos parâmetros abordados na metodologia apresentada no capítulo 3.2, a potência necessária de um sistema fotovoltaico para atender a carga total do consumidor. Após o

dimensionamento, é realizada simulação no software SAM, no modo PVWATTS, para analisar possíveis benefícios durante o período de julho de 2014 a junho de 2015. O consumidor possui um histórico de consumo como pode ser visto no quadro abaixo.

Quadro 11 - Histórico de consumo do estudo de caso

Histórico de consumo	
Mês	Energia consumida(kWh)
jul/14	319
ago/14	364
set/14	194
out/14	213
nov/14	211
dez/14	271
jan/15	190
fev/15	181
mar/15	231
abr/15	176
mai/15	218
jun/15	192

Fonte: fatura de eletricidade fornecida pela CEB.

A unidade consumidora a ser analisada neste estudo de caso está em uma casa de dois pavimentos com aproximadamente 100 m² de área construída na região de São Sebastião, Brasília, DF. A casa tem fornecimento de energia elétrica realizado pela CEB em conexão trifásica.

Para a simulação no SAM e dimensionamento da potência, foram consideradas os seguintes parâmetros de posicionamento dos painéis.

Quadro 12 - Características do sistema fotovoltaico

Característica	Unidade	Valores utilizados
Inclinação	Graus	Igual ao da latitude (16°)
Orientação	Graus	0
Taxa de desempenho	Porcentagem	70
Modo de acompanhamento do sol	Fixo, 1 eixo, 2 eixos	Fixo
HSPmda	horas	5,13

Fonte: elaboração própria

7. Resultados

7.1 Resultados do cálculo da tarifa prêmio

Com base na metodologia exposta nos capítulos 3.2.1 e 5.1.1, neste capítulo será apresentado o valor referente ao cálculo do Levelized Cost of Electricity (LCOE) em reais por kilowatt hora, que determina o custo da geração de eletricidade, levando em conta o investimento inicial, os custos de operação e manutenção, a geração ao longo de toda a vida útil do sistema e uma taxa de atratividade. Também será exposto o valor sugerido para a tarifa prêmio. De acordo com Mendonça et al (2010), um prêmio um pouco maior que o custo da geração é a maneira ideal de estipular o valor da tarifa FiT, assim, foi feita uma breve e simplificada análise de sensibilidade levando em consideração valores de 0 a 10% acima do custo de geração para estipular a tarifa FiT.

Quadro 11. Análise de sensibilidade FiT

Sensibilidade FiT (R\$/kWh)	
LCOE	0,66
FiT 0%	0,66
FiT 1%	0,67
FiT 2%	0,68
FiT 3%	0,68
FiT 4%	0,69
FiT 5%	0,70
FiT 6%	0,70
FiT 7%	0,71
FiT 8%	0,72
FiT 9%	0,72
FiT 10%	0,73

Fonte: própria

Se considerada a tarifa de 10%, a tarifa FiT representaria um valor 97% maior que tarifa praticada pela CEB em 2015, já um FiT com 0% acima do custo não representaria um incentivo, uma vez que o microgerador apenas recuperaria os seus custos com a geração de eletricidade. A este ponto, o valor de 5% apresenta-se um valor razoável a ser considerado, já que apresenta um incentivo ao microgerador e é 10% mais aderente que a tarifa FiT 10%. Dado o exposto, será utilizada a tarifa FiT 5% acima do valor do LCOE.

7.2 Resultados do estudo de caso

Aqui serão apresentados os resultados obtidos para o estudo de caso proposto. Os resultados apresentam a potência requerida para atender 100% da carga do consumidor, os benefícios para o sistema de compensação Net Metering, para o sistema de incentivo Feed in Tariff e para a comercialização no ACL, tanto como autoprodutor, quanto produtor independente.

7.2.1 Resultado do dimensionamento da potência

A partir da metodologia abordada no capítulo 3.2 e as características apresentadas no capítulo 6, foram obtidos os seguintes resultados.

Tabela 3- Características técnicas

Características técnicas	
Característica	Valores
Média de consumo diário anual (kWh)	7,54
HSPmda (h)	5,13
Taxa de desempenho (TD)	0,7
Potência (kWp)	2,10

Fonte: própria

Após reunir todas as informações necessárias para a simulação, a mesma foi realizada retornando os seguintes valores de geração.

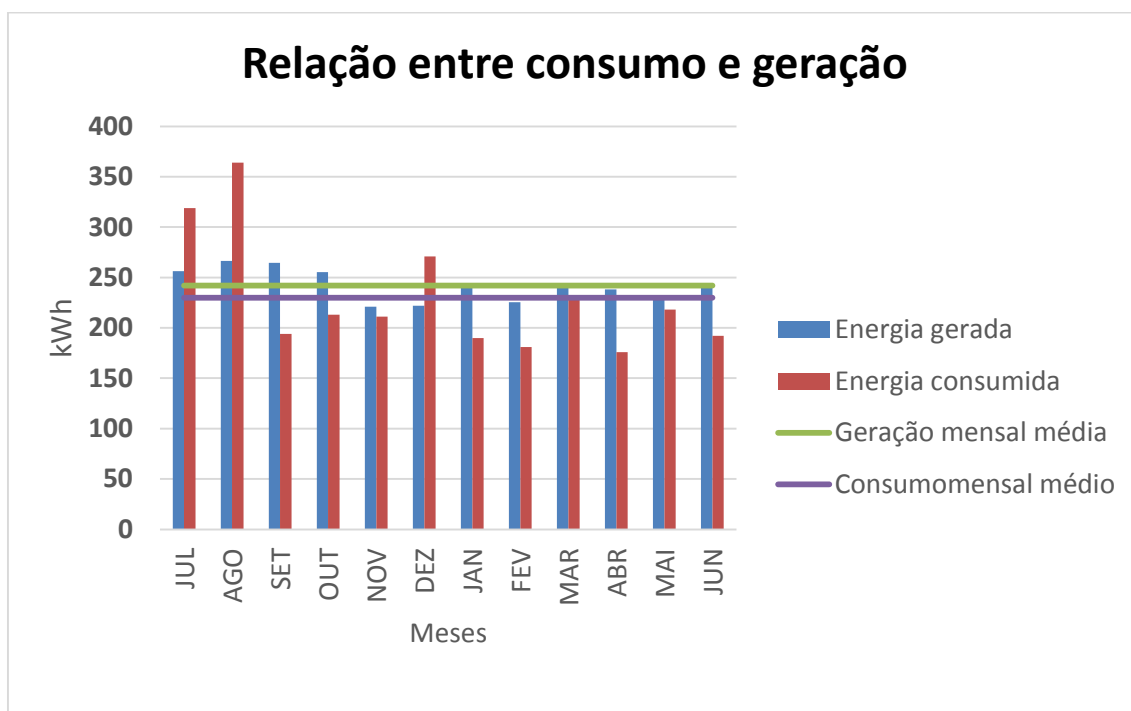
Quadro 13 - Dados de geração do estudo de caso

Dados de geração	
Mês	Energia mensal (kWh)
Julho	256
Agosto	266
Setembro	265
Outubro	255
Novembro	221
Dezembro	222
Janeiro	241
Fevereiro	225
Março	243
Abril	238
Maio	229
Junho	242

Fonte: elaboração própria

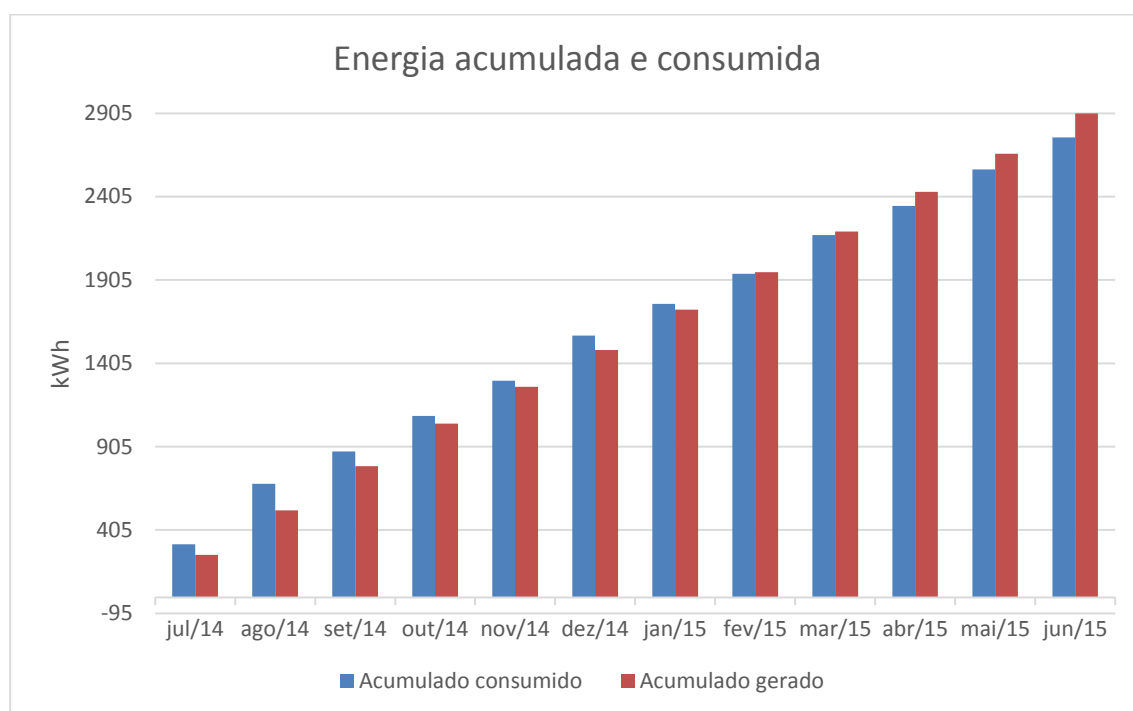
A partir dos dados de geração e os dados de consumo, é possível realizar uma análise do balanço entre a energia gerada e a energia consumida em cada mês.

Gráfico 4 - Relação entre consumo e geração



A energia gerada é, em média, 12,06 kWh maior do que a energia consumida. Entretanto, como pode ser visto no gráfico, nos meses de julho, agosto e dezembro, a energia consumida é maior do que a energia gerada. Mas, no final do período de 12 meses, o sistema gera apenas 5% a mais do que o total de energia consumida, aproximando a totalidade da carga à totalidade de geração. O gráfico a seguir apresenta um comparativo entre a energia gerada acumulada e a energia consumida acumulada durante o período de 12 meses.

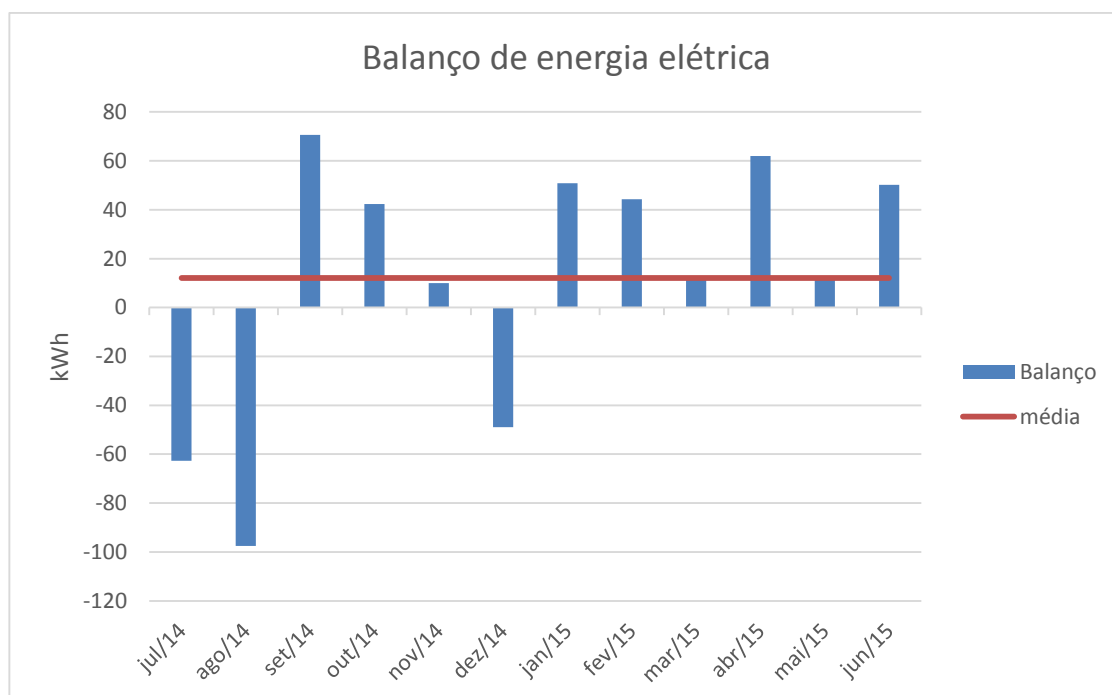
Gráfico 5 - Energia acumulada consumida e gerada



Fonte: Própria

O gráfico a seguir apresenta o balanço de energia elétrica do usuário em relação à rede de fornecimento. Os valores abaixo do eixo das abscissas representam o consumo de energia da rede pelo usuário, os valores acima do eixo representam a injeção de energia excedente na rede de distribuição.

Gráfico 6 - Balanço de energia elétrica



Fonte: Própria

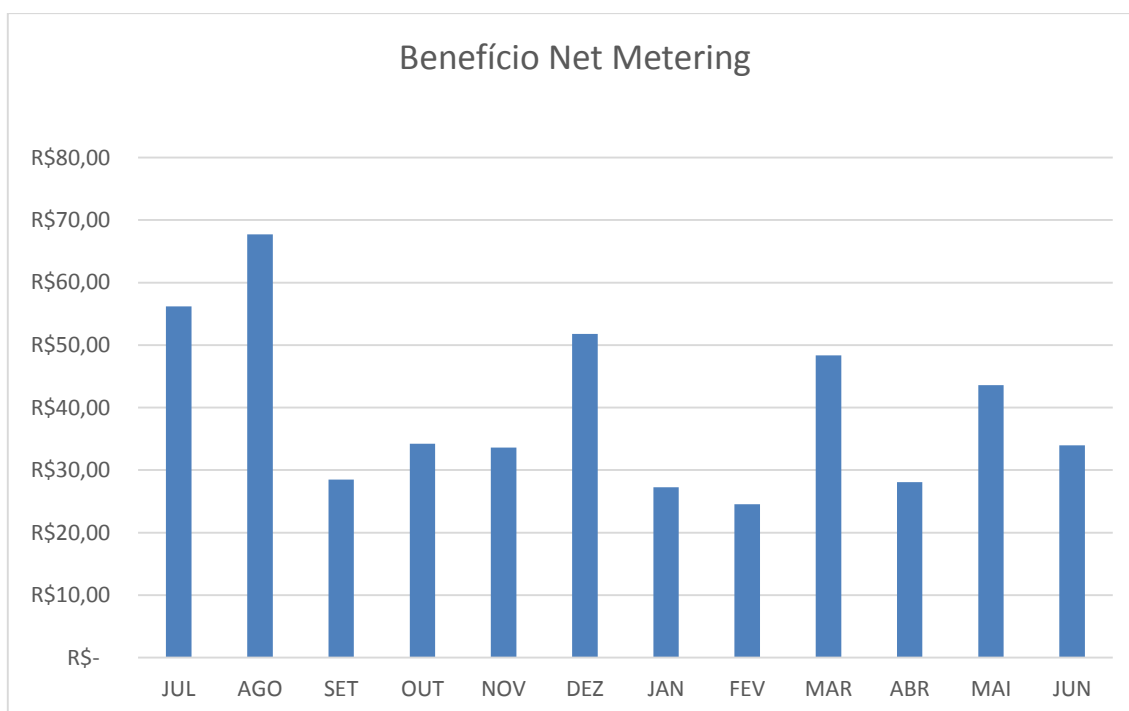
Os parâmetros completos utilizados para realização da simulação no System Advisor Model – SAM podem ser vistos no anexo I.

O custo inicial do sistema fotovoltaico para o estudo de caso proposto, calculado com base nas informações do capítulo 5.1.1, seria de, aproximadamente R\$ 18.248,16.

7.3.2 Resultado do benefício com Net Metering

A partir dos dados de geração e consumo, apresentados nos capítulos 7.3.1 e 6, respectivamente, foi realizada simulação para determinar o benefício ao microgerador, no período de um ano, com o sistema de compensação Net Metering nos parâmetros descritos na REN 482/2012 da Aneel e com metodologia descrita no capítulo 5.2. O gráfico abaixo apresenta o benefício em cada mês do período analisado, sendo agosto o mês onde o gerador tem maior benefício, de R\$ 67,61 e fevereiro o mês onde o gerador tem menor benefício, R\$ 24,52. A média mensal do benefício é de R\$ 39,81.

Gráfico 7 - Benefício mensal Net Metering

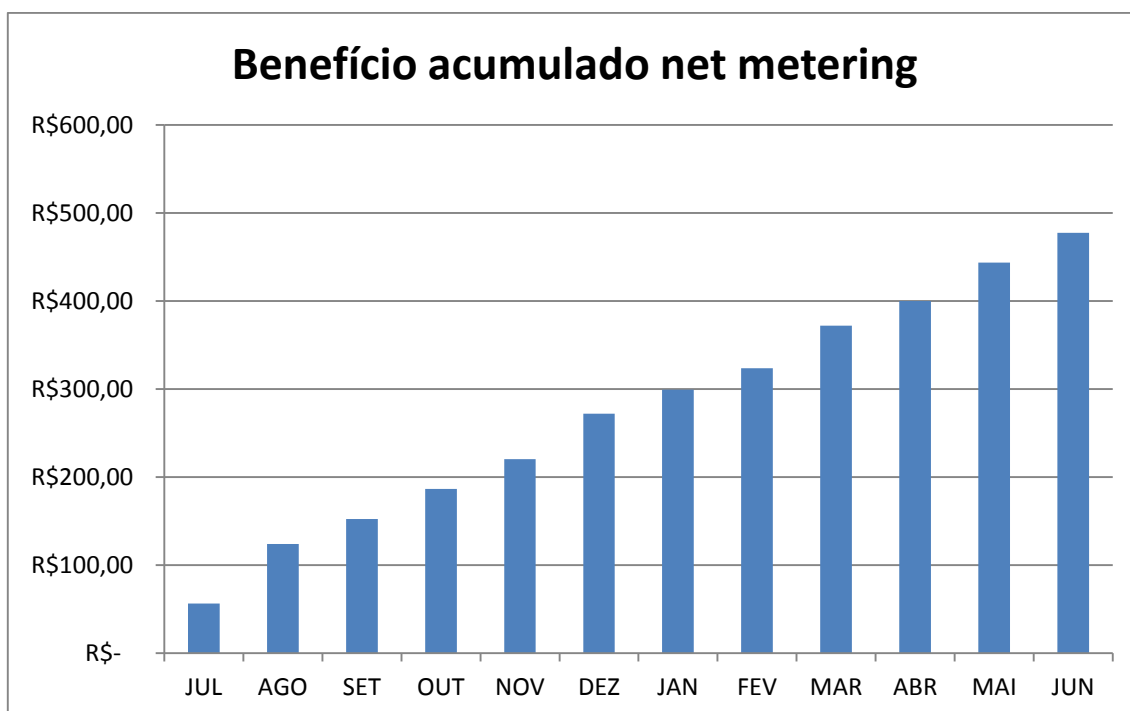


Fonte: Própria

O gráfico a seguir (gráfico 8) apresenta o benefício acumulado no período de um ano. Ao final do período, o microgerador de energia solar fotovoltaica, utilizando o sistema Net Metering tem o benefício de R\$ 477,69 (um mil cento e noventa e sete reais e vinte e nove centavos).

Com este benefício, o payback simples do investimento inicial, considerando um incremento do benefício a uma taxa de 9,75% a.a (expectativa do mercado para o IPCA de 2015¹²) e um custo com operação e manutenção de R\$ 60,00 ao ano, também incrementando, seria em 17 anos de operação.

Gráfico 8 - Benefício acumulado Net Metering



Fonte: Própria

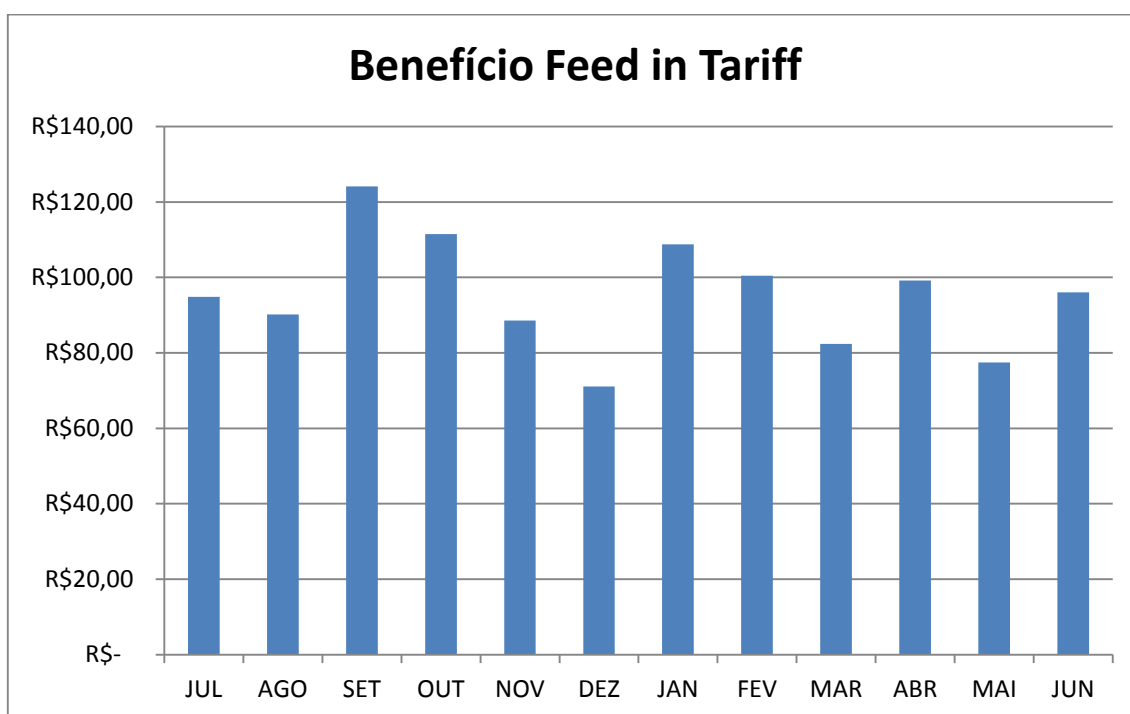
7.3.3 Resultado do benefício com Feed in Tariff

A partir dos dados de geração e consumo, apresentados nos capítulos 7.3.1 e 6, respectivamente, foi realizada simulação para determinar o benefício ao microgerador, no período de um ano, com o sistema de incentivo Feed in Tariff e metodologia descrita no capítulo 5.1.2.

O gráfico abaixo apresenta o benefício em cada mês do período analisado, sendo setembro o mês onde o gerador tem maior benefício, de R\$ 124,12 e dezembro o mês onde o gerador tem menor benefício, R\$ 71,13. A média mensal do benefício é de R\$ 95,39.

¹² De acordo com o boletim Focus de 16 de outubro de 2015, o mercado tem a expectativa que o índice de nacional de preços ao consumidor amplo seja de 9,75%

Gráfico 9 - Benefício mensal FiT



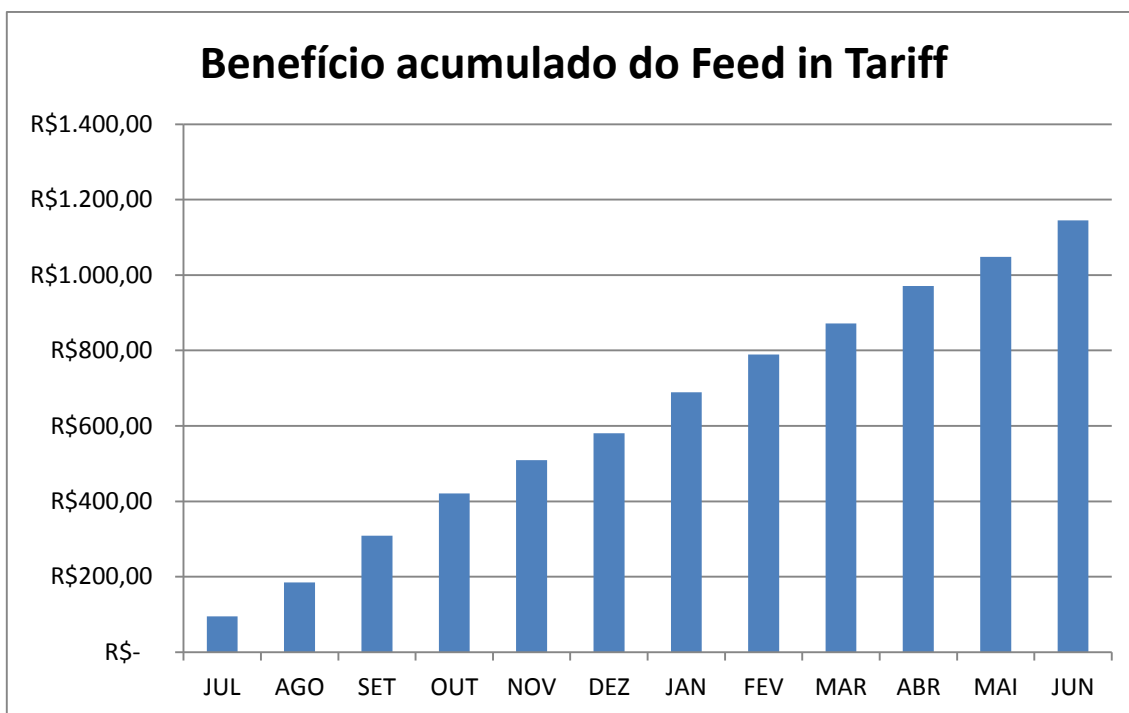
Fonte: Própria

O gráfico a seguir (gráfico apresenta o benefício acumulado no período de um ano. Ao final do período, o microgerador de energia solar fotovoltaica, utilizando o sistema Feed in Tariff tem o benefício de R\$ 1.144,71 (um mil cento e quarenta e quatro reais e setenta e um centavos).

Com este benefício, o payback simples do investimento inicial, considerando um incremento do benefício a uma taxa de 9,75% a.a (expectativa do mercado para o IPCA de 2015¹³) e um custo com operação e manutenção de R\$ 60,00 ao ano, também incrementando, seria em 10 anos de operação.

¹³ De acordo com o boletim Focus de 16 de outubro de 2015, o mercado tem a expectativa que o índice nacional de preços ao consumidor amplo seja de 9,75%

Gráfico 10 - Benefício acumulado FiT



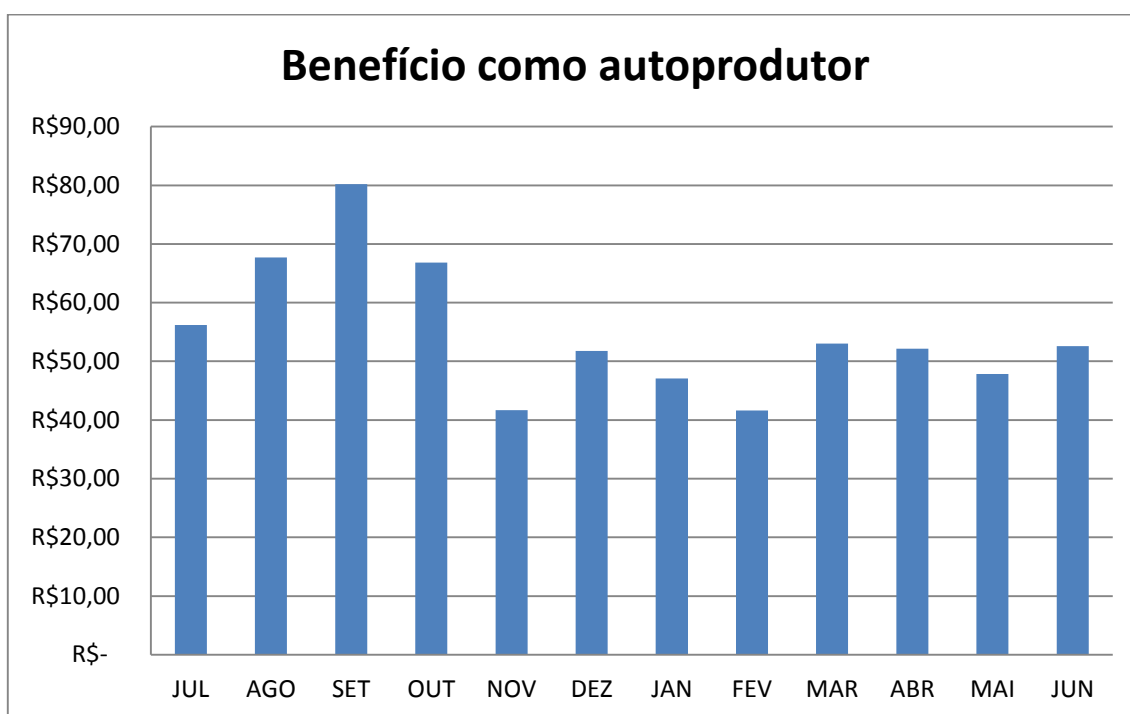
Fonte: Própria

7.3.4 Resultado do benefício como autoprodutor

A partir dos dados de geração e consumo, apresentados nos capítulos 7.3.1 e 6, respectivamente, foi realizada simulação para determinar o benefício ao microgerador, no período de um ano, com a venda de excedentes no ambiente de contratação livre e metodologia descrita no capítulo 5.3

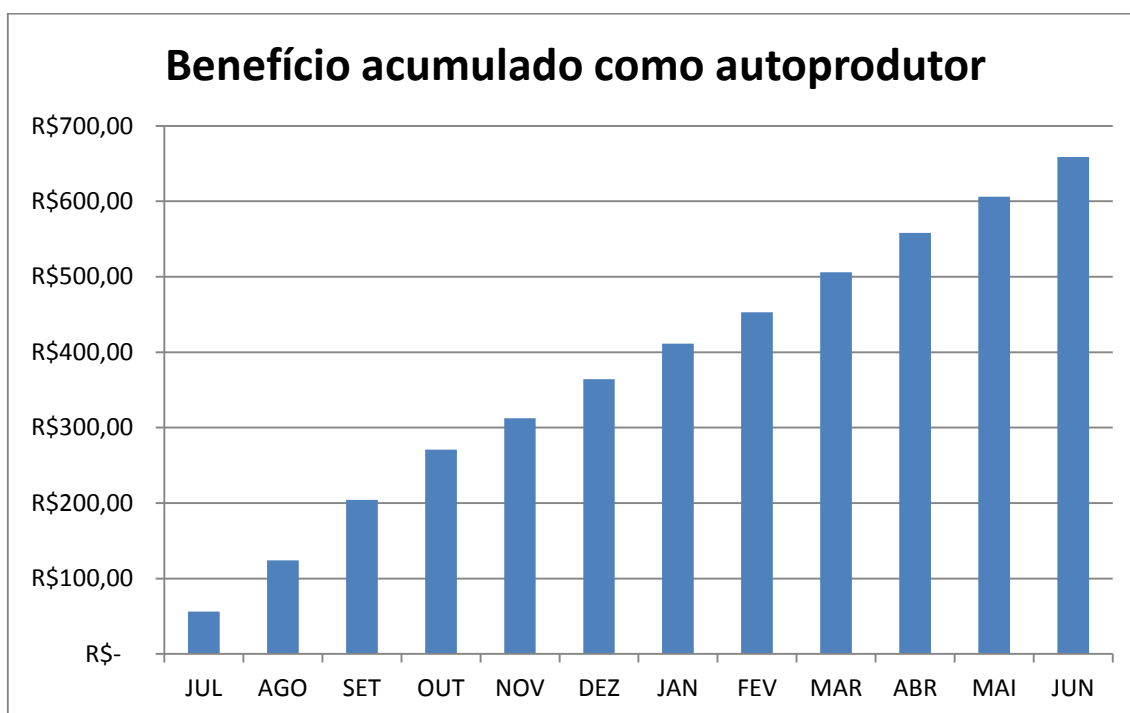
O gráfico abaixo apresenta o benefício em cada mês do período analisado, sendo setembro o mês onde o gerador tem maior benefício, de R\$ 80,21 e fevereiro o mês onde o gerador tem menor benefício, R\$ 41,62. A média mensal do benefício é de R\$ 54,89.

Gráfico 11 - Benefício mensal venda de excedentes



Fonte: própria

O gráfico a seguir apresenta o benefício acumulado no período de um ano. Ao final do período, o microgerador de energia solar fotovoltaica, tem o benefício de R\$ 658,67 (seiscentos e cinquenta e oito reais e sessenta e sete centavos).



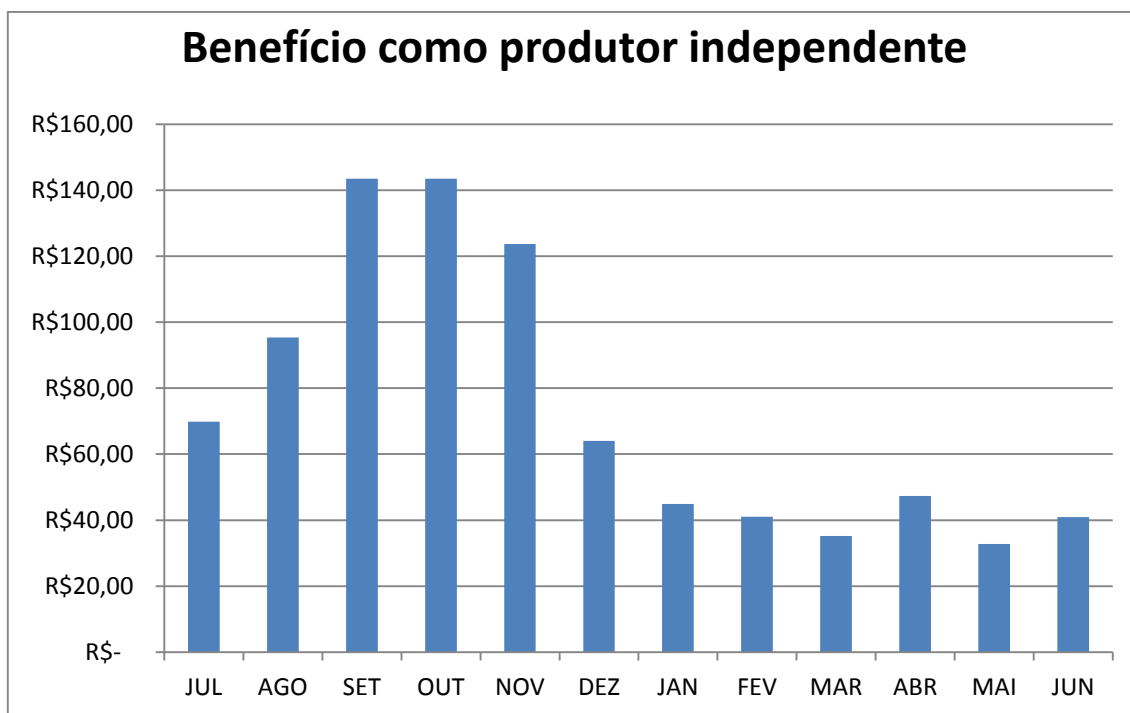
Com este benefício, o payback simples do investimento inicial, considerando um incremento do benefício a uma taxa de 9,75% a.a (expectativa do mercado para o IPCA de 2015¹⁴) e um custo com operação e manutenção de R\$ 60,00 ao ano, também incrementando, seria em 14 anos de operação.

7.3.5 Resultado do benefício como produtor independente

A partir dos dados de geração e consumo, apresentados nos capítulos 7.3.1 e 6, respectivamente, foi realizada simulação para determinar o benefício ao microgerador, no período de um ano, com a venda de toda a energia gerada no ACL e metodologia descrita no capítulo 5.4

O gráfico abaixo apresenta o benefício em cada mês do período analisado, sendo outubro o mês onde o gerador tem maior benefício, de R\$ 143,42 e maio o mês onde o gerador tem menor benefício, R\$ 32,77. A média mensal do benefício é de R\$ 73,49.

Gráfico 12 - Benefício mensal como produtor independente

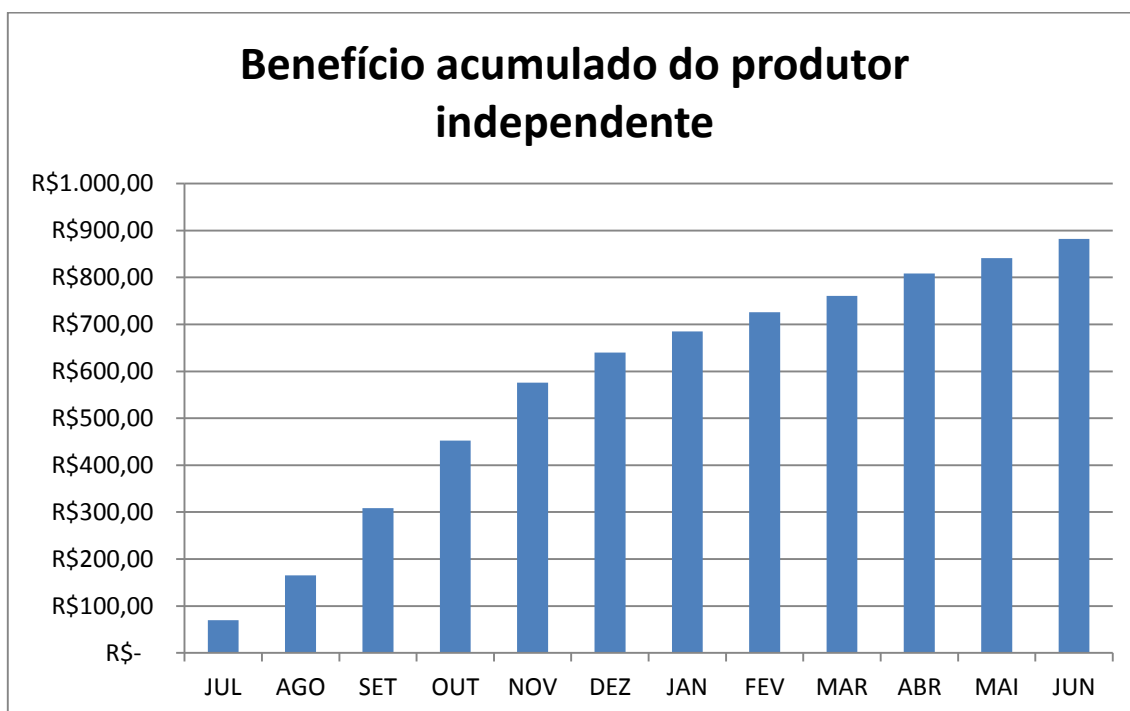


Fonte: própria

¹⁴ De acordo com o boletim Focus de 16 de outubro de 2015, o mercado tem a expectativa que o índice nacional de preços ao consumidor amplo seja de 9,75%

O gráfico a seguir apresenta o benefício acumulado no período de um ano. Ao final do período, o microgerador de energia solar fotovoltaica, tem o benefício de R\$ 881,89 (oitocentos e oitenta e um reais e oitenta e nove centavos).

Gráfico 13 - Benefício APE



Fonte: própria

Com este benefício, o payback simples do investimento inicial, considerando um incremento do benefício a uma taxa de 9,75% a.a (expectativa do mercado para o IPCA de 2015¹⁵) e um custo com operação e manutenção de R\$ 60,00 ao ano, também incrementando, seria em 12 anos de operação.

8. Análise comparativa

Após análise bibliográfica dos mecanismos e da venda de energia em ACL, é possível realizar uma análise comparativa de suas características. O quadro abaixo (quadro 14) apresenta as principais características do Net Metering, Feed in Tariff e Comercialização no ACL.

¹⁵ De acordo com o boletim Focus de 16 de outubro de 2015, o mercado tem a expectativa que o índice de nacional de preços ao consumidor amplo seja de 9,75%

Tanto o Feed in Tariff, quanto a comercialização no ACL, geram incentivos ao micro e minigerador para produzir um montante de energia maior do que a energia consumida. Isto acontece, pois, o gerador irá receber pagamento proporcional à energia gerada. Já no Net Metering, como o gerador não recebe pagamento pela energia gerada, mas sim uma compensação em créditos de energia na sua próxima fatura, não há incentivo para que ele gere acima de sua carga, uma vez que, gerando sempre acima do consumido, o usuário estaria doando a energia à concessionária de distribuição.

Quadro 14 - Características comparativas

Característica	<i>Feed in Tariff</i>	<i>Net Metering</i>	Comercialização no ACL
Incentivo para gerar acima do consumido	Sim	Não há	Sim
Recebimento de pagamento pela energia gerada	Sim	Não há	Sim
Economia na fatura de eletricidade	Sim	Sim	Sim
Gera custos para terceiros (subsídios)	Sim	Sim	Sim*
Riscos	Não há	Não há	Sim
Já implementado em outros países	Sim	Sim	Sim
Necessita de novas medidas regulatórias para sua implementação	Sim	Não	Sim

*Incentivo para fontes alternativas com desconto na TUSD e/ou TUST

Fonte: elaboração própria.

O mecanismo de compensação Net Metering gera uma economia na fatura de eletricidade, isto porque, com a implementação do mecanismo, o usuário diminui o valor da fatura de eletricidade da rede, uma vez que o sistema é conectado na unidade consumidora antes de ser conectado ao sistema de medição da rede. Entretanto, apenas a comercialização no ACL não acarreta na criação de subsídios que elevarão a fatura de eletricidade de terceiros, exceto o subsídio já estipulado pela Lei 10.848, onde as energias incentivadas recebem desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição TUSD e na tarifa de uso do sistema de transmissão TUST, mas está não é uma exclusividade da geração distribuída e ocorre para todas as fontes incentivadas. No Feed in Tariff isto ocorre por conta do prêmio pago aos geradores de energia. Este prêmio, como já apresentado no capítulo 5.1, é um valor acima da tarifa de energia, portanto, para pagar a energia meio de prêmio, a tarifa de outros usuários da concessionária deverá aumentar.

No Net Metering o micro e minigerador receberá uma compensação na sua fatura de eletricidade, por meio de créditos de energia a serem abatidos em sua próxima fatura. Com o abatimento dos créditos na fatura, não só a parcela da tarifa de energia, mas também os encargos, parcela B e transporte são descontados. Com isso, como aponta a Aneel na Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015, disponibilizada na Audiência Pública 026/2015, existirá um aumento na tarifa dos consumidores de baixa tensão, uma vez que o microgerador irá utilizar a rede para transportar a energia gerada, entretanto, não irá pagar por isso.

Apenas a comercialização no ACL gera riscos para o microgerador, isto ocorre, pois, como visto no capítulo 2.5.1, caso o gerador não seja capaz de gerar a energia acordada em contrato, deverá arcar com a diferença ao preço de liquidação de diferenças no mercado de curto prazo. Este risco pode ser gerenciado pelo gerador, nos termos de contrato de venda, que são livremente negociados.

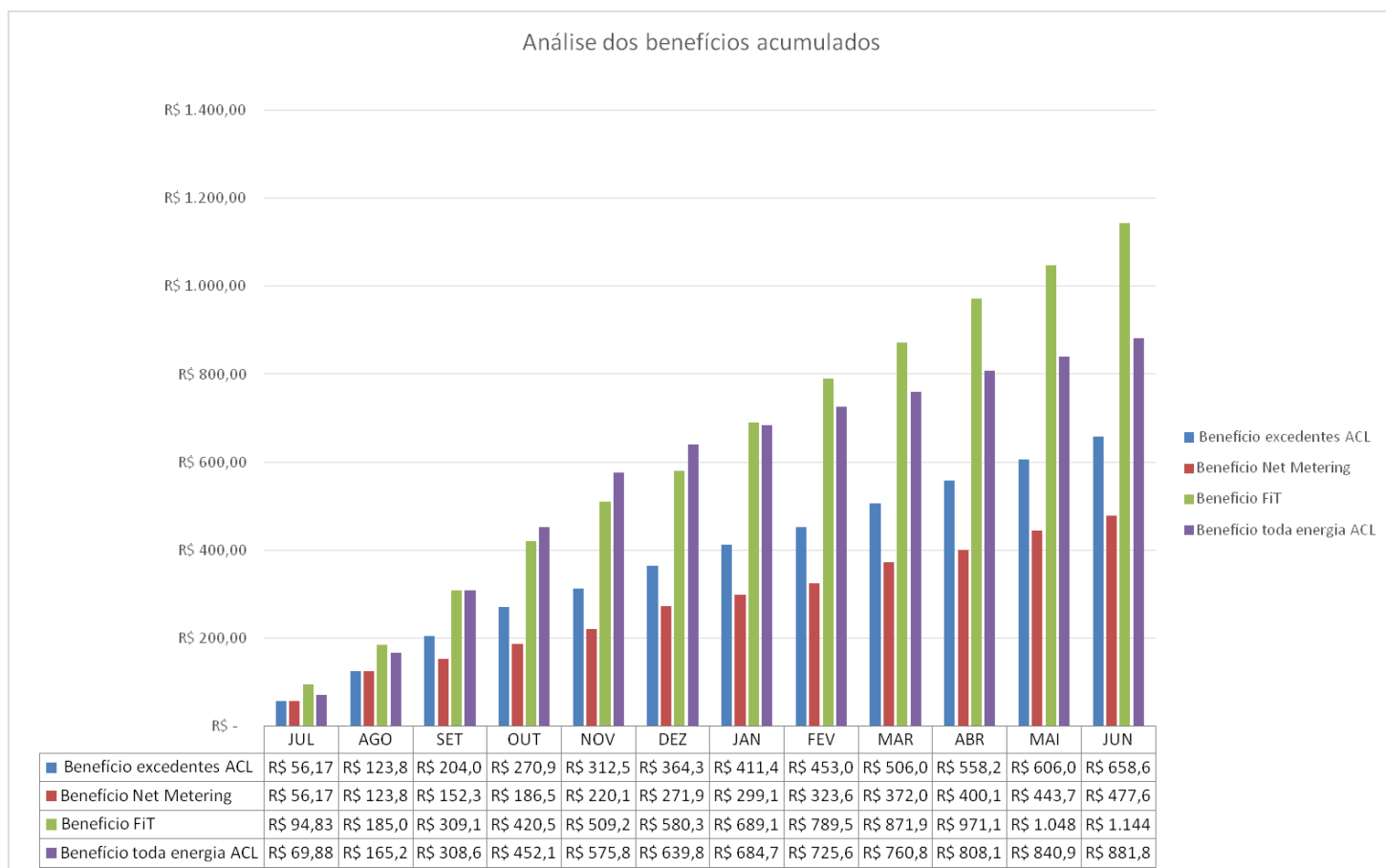
Como já visto anteriormente, todos os mecanismos já são utilizados em outros países, com destaque para o FiT, que tem grande repercussão em diversos países do mundo. Tanto o Feed in Tariff, quanto a comercialização no ACL, apresentam a necessidade de novas medidas regulatórias para sua aplicação em grande escala no Brasil. Mesmo que a venda de excedentes no ACL para micro e minigeradores não encontre nenhuma restrição regulamentar explícita, é necessária a criação de mecanismo que simplifique as exigências atuais para a venda de energia elétrica no ambiente de contratação livre, como, por exemplo, a necessidade de um medidor retaguarda para contabilização de dados faltantes, e outras simplificações no sistema medição para faturamento (SMF).

8.1 Análise comparativa dos resultados

Nos resultados foram apresentados os benefícios do mecanismo de incentivo, do mecanismo de compensação e da venda de excedentes no ambiente de comercialização livre para um microgerador fotovoltaico na área de concessão da CEB. Neste capítulo será realizada uma análise comparativa destes resultados, apresentando as diferenças incorridas em cada um deles.

O gráfico a seguir apresenta o benefício acumulado, ao longo do período de doze meses, dos mecanismos avaliados e da venda de excedentes no ambiente de contratação livre.

Gráfico 14 - Análise comparativa dos benefícios



Fonte: própria

O mecanismo de incentivo Feed in Tariff, propiciou o maior benefício financeiro ao microgerador de energia, seguido pela venda de toda energia no ACL, como produtor independente de energia, da venda dos excedentes no ACL, como autoprodutor e, por último, o mecanismo de compensação net metering.

O modelo de FiT assentado para realizar este trabalho, determina que toda a energia seja comprada pela distribuidora a um preço 5% maior que o custo para a geração fotovoltaica (LCOE). Com isto, uma vez que o LCOE é consideravelmente maior que a tarifa de energia no período, o benefício para o microgerador é expressivo.

Como produtor independente de energia, comercializando toda a energia gerada, o microgerador tem o segundo maior benefício. Isto ocorre pelo cenário do PLD vigente no ano de 2014, com patamares que alcançaram R\$ 804 por MWh. Cenários de alta de preço podem voltar a ocorrer, entretanto, é preciso que o microgerador tenha olhar crítico para os riscos e oportunidades.

Já como autoprodutor de energia, este benefício diminui, isto porque, a energia excedente da microgeração não é expressiva, porém, ao contrário do produtor independente, a possibilidade de vender apenas os excedentes traz a diminuição dos riscos.

O sistema de compensação net metering foi o que trouxe menores benefícios ao microgerador e, por consequência, o maior tempo de retorno para o investimento inicial. O sistema apenas compensa a geração de energia, diminuindo os custos ocasionados pela implementação de um sistema fotovoltaico. É importante ressaltar que este mecanismo depende fortemente dos preços praticados na concessionária de distribuição. A tendência é que o net metering seja mais atrativo para tarifas mais altas de energia, que não é o caso da CEB, que possui uma das tarifas de energia mais baixas do Brasil¹⁶.

Diante do exposto, concluo que o sistema que traz maior benefício para o microgerador de energia, no cenário analisado, é o sistema Feed in Tariff, seguido pela venda de energia no mercado livre como produtor independente, a venda no mercado livre como autoprodutor e, por último, o sistema de compensação net metering.

9. Considerações finais

O sistema elétrico brasileiro enfrenta uma situação delicada com a escassez de chuvas e com medidas de planejamento energético não acertadas, como a MP 579 e o cancelamento de leilões de energia. A escassez de chuvas trouxe um aumento no despacho térmico que elevou o custo da produção de eletricidade no país. As distribuidoras, que foram afetadas por sua desconstrução involuntária, viram – se em frente a uma crise econômico – financeira que resultou em medidas emergenciais do

¹⁶ A CEB tem a 22ª tarifa de energia mais baixa do Brasil, dentre as 62 distribuidoras. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>. Último acesso em: 14.10.2015

governo para assegurar a modicidade tarifária. É visto que a matriz elétrica brasileira precisa se diversificar.

A micro e minigeração fotovoltaica já é utilizada ao redor do mundo como forma de diversificação da matriz e recebe variados sistemas de compensação e incentivo para aumentar sua atratividade, trazendo inovação para ramo energético. O sistema mais utilizado no mundo é o Feed in Tariff, que compra do gerador distribuído, a um preço acima do custo de geração, a energia gerada por sistemas renováveis de pequeno porte.

A implementação do sistema Feed in Tariff no Brasil dependeria apenas de mudanças na regulação, que poderiam ser instituídas pela Agência Nacional de Energia Elétrica, entretanto, este modelo traz subsídios que irão aumentar a tarifa daqueles que não possuem sistema de geração distribuída em suas casas.

A venda de energia no ambiente de contratação livre já está regulamentada, porém, existem barreiras financeiras e operacionais para a entrada de micro e minigeradores de energia no mercado livre. Para diminuir estes entraves, assim como a implementação do Feed in Tariff, são necessárias apenas mudanças na regulamentação.

No Brasil, fora adotado o sistema de compensação net metering, mas a micro e minigeração distribuída ainda não está difundida. Isto pode ser justificado, em parte, pelo baixo benefício proporcionado por este mecanismo.

O net metering produz, no cenário analisado neste trabalho, 1,4 vezes menos benefícios que o Feed in Tariff, 85% menos que a venda como produtor independente do mercado livre de energia e 38% menos que o autoprodutor de energia.

O retorno do investimento inicial para implementação de um sistema fotovoltaico para atender toda a carga de um consumidor da CEB com um sistema net metering é 7 anos maior que com um sistema Feed in Tariff, 3 anos maior que com a venda de excedentes e 5 anos maior do que a venda de toda a energia gerada.

Na área de concessão da concessionária CEB, a energia produzida por meio da microgeração fotovoltaica tem potencial que atinge aproximadamente 14% da demanda de carga da região, que seria suficiente para atender toda a iluminação pública e todo o consumo de serviço público do Distrito Federal, com os benefícios da geração de baixo impacto ambiental, redução de carregamento das redes, redução das perdas e diversificação da matriz elétrica.

O aumento nos benefícios para micro e minigeradores fotovoltaicos também pode ser uma alternativa para atingir as metas de participação estipuladas para as

energias complementares (eólica, solar e biomassa) na matriz elétrica brasileira até o ano de 2030.

Para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de uma avaliação dos impactos financeiros para as distribuidoras de energia elétrica com a implementação do mecanismo de incentivo Feed in Tariff e a proposição de um modelo de negócios, seguido de mudanças na regulamentação, para tornar a venda de energia produzida pela micro e minigeração operacionalmente viável no mercado livre de energia.

Bibliografia

ANEEL. Tarifas de fornecimento de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2005.30p.

ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída. Brasília: ANEEL, 2014. 32p.

Bertoldi,P; Rezessy,S.; Oikonomou, V. Rewarding energy savings rather than energy efficiency: Exploring the concept of a feed-in tariff for energy savings. Energy Policy, v.56, p. 526-535,2013.

Castro, N.J.D. Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras? Rio de Janeiro: UFRJ, 2012. 40p.

EPE. Análise da Inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro: EPE, 2012. 58p.

Eclareon. PV Grid Parity Monitor Residential Sector. Disponível em: <<http://www.leonardo-energy.org/photovoltaic-grid-parity-monitor>>. Acesso em 20 de out. 2014

GOLDENBERG, J. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. 2003.

IEA. Trends 2013 in Photovoltaica Applications. Disponível em: < http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/FINAL_TRENDS_v1.02.pdf>. Acesso em 22 de out. 2015

INSTITUTO IDEAL. O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica em 2013. Disponível em: <http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2014/11/2014_ideal_mercadoGDFV.pdf>. Acesso em 15 de out.2014

Jacobs, D.; Sovacool, B.; Mendonça, M. Powering the Green Economy : The Feed-in Tariff Handbook. Londres:Earthscan, 2010.241p.

Mayo,R; Mercados de eletricidade. Rio de Janeiro: Synergia, 2012. 207p.

Oliveira, A.; Silveira, G.; BRAGA, J. Diversidade sazonal do consumo de energia elétrica no Brasil. Pesquisa de Planejamento Economico, Rio de Janeiro. p. 211–257, 2000.

Pinho, J.; Galdino, A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cresesb,2014. 530p.

Pires, J. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: BNDES, 2000. 47p. [s.l: s.n.].

ROWLANDS, I. H. Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity: European lessons for Canada. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 9, n. 1, p. 51–68, fev. 2005.

Sijm, M. The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries. November, 2002. Disponível em: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2002/c02083.pdf?origin=publication_detail> . Acesso em 22 de out. 2015

TREND, W. A survey of current industry news and developments Net Metering : Growing , Worrisome Trend Net Metering : Growing , Worrisome Trend. v. 25, n. 6, 2012.

YAMAMOTO, Y. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy*, v. 86, n. 9, p. 2678–2685, set. 2012.

Tiba, C. Banco de Dados Terrestres. Atlas solarimétrico do Brasil: Atlas solarimétrico. Recife: UFPE, 2000.

ANEXO I

Quadro dos parâmetros utilizados para a simulação do estudo de caso no System Advisor Model

Quadro 15- Parâmetros para simulação no SAM

Parâmetros da simulação do SAM	
Tipo de simulação	PV Watts residential model
Versão	SAM 2015.1.30
Localização	Brasília, DF, Brasil
Latitude	- 15,87° N
Longitude	- 47,93° L
Altitude	1061 metros
Tipo de módulo	Silício policristalino
Potência do sistema	2,1 kWp
Eficiência do inversor	96%
Relação DC/AC	110%
Tipo de fixação	roof mounted rack
Inclinação dos módulos em relação ao solo	16°
Ângulo azimute	0°
Perda total do sistema	14,10%

Fonte: própria

ANEXO II

Preços de liquidação das diferenças e tarifas utilizadas para cálculo dos benefícios.

Tabela 4 – Tarifas de fio e energia da CEB

Tarifa de fio e energia da CEB (B1 convencional residencial)		
Vigência	R\$/kWh	Resolução Homologatória da Aneel
Setembro de 2015	0,38471	1.937/2015
Março de 2015 a agosto de 2015	0,36931	1.858/2015
Setembro de 2014 a fevereiro de 2015	0,30275	1.779/2014
Agosto de 2013 a agosto 2014	0,25647	1.859/2013

Fonte: Aneel

Tabela 5 - PLD médio mensal do submercado SE/CO

PLD médio mensal (SE/CO)	
Vigência	R\$/kWh
jul/14	0,59254
ago/14	0,70953
set/14	0,72895
out/14	0,77688
nov/14	0,80454
dez/14	0,60121
jan/15	0,38848
fev/15	0,38848
mar/15	0,38848
abr/15	0,38848
mai/15	0,38724
jun/15	0,37273
jun/15	0,37273

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia (CCEE)